



-1 НОЯ

ЭЛЕКТРИЧЕСТВО

15

1 9 3 7

ОБЪЕДИНЕН
ТЕХНИЧЕСКОЕ



НОЕ НАУЧНО-
ИЗДАТЕЛЬСТВО

Библиотечка Областной универсальной научной библиотеки

www.booksite.ru

ЭЛЕКТРИЧЕСТВО

ГОД ИЗДАНИЯ 58-й

15

1937

АВГУСТ

ОУГАН ГЛАВЭНЕРГОПРОМА, ГЛАВЭНЕРГО НКТП И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА АКАДЕМИИ НАУК СССР
прес редакции: Москва, Бол. Калужская, дом 67. Энергетический ин-т, I этаж, комн. 144, тел. В 5-32-79
Адрес для корреспонденции: Москва, Главный почтамт, почтовый ящик № 648

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Избирательный закон социалистического государства	1
Кукель-Краевский С. А. — Единая электроэнергетическая система Европейской части СССР	2
Меерович Э. А. — Стационарное магнитное поле в однородной среде и в присутствии железа	10
Ермолин Н. П. — Круговая диаграмма асинхронных двигателей малой мощности	14
Некрасов М. М., Зайенц С. Л. — Вольтамперные характеристики дерева	17
Попов В. К. — Нагрузочные диаграммы асинхронных и шунтовых двигателей постоянного тока	20
Морозов Д. П. — Влияние насыщения генератора на переходные режимы двигателя	23
Атабеков Г. И. — Кр. говые диаграммы токов к. з. и напряжений при наличии трансформации	25
Сирота И. М. — Выбор основных параметров сетей низкого напряжения	28
Борчанинов Г. С. — Влияние вольтовой дуги на ток к. з. в сетях низкого напряжения	35
Канонькин Б. Н. — Профилактические испытания изоляции статорных обмоток работающих генераторов	37
Архангельский К. С. — Периодические испытания изоляции распределительных устройств высокого напряжения	42
На обложке — Товарищ Н. И. Ежов, награжденный советским правительством орденом Ленина за выдающиеся успехи в деле руководства органами НКВД по выполнению правительственных заданий	

Избирательный закон социалистического государства

4-я сессия ЦИК СССР VII созыва обсудила и приняла «Положение о выборах в Верховный Совет Союза Советских Социалистических Республик» — новый избирательный закон социалистического государства рабочих и крестьян.

Избирательный закон органически вытекает из основных принципов великой сталинской Конституции, обеспечивая практическое их осуществление и закрепляя на деле все самые демократические права советских граждан.

Только наш советский избирательный законводит действительно всеобщее, равное и прямое избирательное право при тайном голосовании. Даже самые демократические буржуазные страны не могут идти в сравнение с подлинным демократизмом Советской страны. Старейшая конституция Англии имеет ряд ограничений возрастного и имущественного порядка; французский избирательный закон лишает избирательных прав половину народа — женщин; в Америке лишена избирательных прав часть негритянского населения. Ничего уж и говорить о фашистских странах — Германии, Италии и др., где население давно лишено всех гражданских прав и фашистские, позволения сказать, «народные представители»

в парламентах призваны лишь заслушивать речи своих фюреров без права открыть рот для их обсуждения.

Наш избирательный закон обеспечивает полностью равенство голосов всех граждан, создавая избирательные округа по одинаковому для всех групп населения принципу. Закон дает яркий пример сталинской заботы о людях, облегчая возможность участия в выборах жителям самых отдаленных редконаселенных окраин.

Новый избирательный закон создает крепкую связь между депутатами и их избранниками, дает право избирателям в любой момент потребовать от своих депутатов отчета и отозвать их в случае неудовлетворительной работы.

Предстоящие выборы явятся генеральной проверкой работы наших организаций, которая повлечет за собой беспощадный отвод плохих работников, бюрократов, бездельников.

Выборы, проводимые под руководством коммунистической партии, дадут мощный толчок к выдвижению новых советских людей, в частности молодежи и женщин, к выдвижению всего талантливого, всего лучшего, чем так богат наш великий советский народ.

Здесь уместно напомнить, что избирательный закон предоставляет неограниченные права выдвижения кандидатов всем нашим общественным организациям:

«Статья 56. Право выставления кандидатов в Верховный Совет СССР обеспечивается за общественными организациями и обществами трудящихся — на основании статьи 141 Конституции СССР: за коммунистическими партийными организациями, профессиональными союзами, кооперативами, организациями молодежи, культурными обществами и др. организациями, зарегистрированными в установленном законом порядке».

Таким образом, в деле выдвижения кандидатов при выборах могут и должны сыграть активную роль инженерно-технические секции профсоюзов, секции научных работников и другие общественные организации, которые теперь же должны начать подготовительную и разъяснительную работу.

Новый избирательный закон в этом смысле должен явиться поворотным моментом в жизни этих

организаций, значительная часть которых, и особенно научно-техническое общество энергетиков, работает из рук вон плохо.

Надо помнить, что враг попытается испортить предвыборную кампанию в своих целях. Враг будет пытаться использовать в своих целях все щели и прорехи нашей работы.

Мы должны беспощадно бить врагов нашей социалистической родины, всемерно улучшать работу наших советских и общественных организаций, повышать качество нашей производственной работы, стремясь на всех ее участках не только догнать, но и перегнать капиталистический мир.

Под знаменем сталинской Конституции великий народ уверенно идет к полной и окончательной победе коммунизма. Предстоящие выборы в Верховный Совет СССР еще и еще демонстрируют любовь и преданность народов СССР к своей родине, к коммунистической партии, к вождю народа товарищу Сталину.

К ОБСУЖДЕНИЮ ПРОБЛЕМ III ПЯТИЛЕТКИ

Единая электроэнергетическая система Европейской части СССР¹

(Техно-экономическая модель для планирования электрификации)

С. А. Кукель-Краевский

Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского, АН СССР

ПУТИ развития энергосистем СССР. Плановая электрификация СССР приводит к образованию очень мощных электроэнергетических систем.

Развитие этих систем связано с естественным сближением между собой соседних высоковольтных сетей, что в конечном счете повлекло бы за собой объединение систем, даже если бы подобная задача специально не ставилась. Однако заранее составленный план такого объединения позволил бы ускорить осуществление этой прогрессивной тенденции, тем более что для реализации плана мы располагаем сейчас мощными средствами. Мы имеем в виду предстоящее сооружение мощных гидроэлектроцентралей, располагаемых между крупными системами.

Наряду с процессом объединения будет проходить и процесс «почкования» очень крупных систем, которые придется делить на секции по достижению некоторого предела суммарной мощности системы.

Каждая модель или гипотеза единой системы Европейской части СССР обязательно должна предусматривать секционирование системы (например по принципу, предложенному акад. А. Чернышевым), причем в системе будут некоторые крупнейшие межсекционные центры и даже группы централей, которые смогут по мере надобности изменять распределение вырабатываемой ими энергии между секциями объединения.

Таким образом в единой системе будут секционирующие узлы и межсекционные резервы.

Единая секционированная система Европейской части СССР может быть полностью реализована

¹ Сокращенное изложение доклада, прочитанного автором на заседании группы Энергетики Отделения технических наук Академии наук 16 мая с. г. Работа автора на ту же тему, выполненная им в Энергетическом институте Академии наук, печатается.

примерно на уровне потребления электроэнергии в Европейской части СССР брутто 150 млрд. kWh и по всему СССР — 200 млрд. kWh при условии осуществления в гидрокомплексе Большой Волги Куйбышевского гидроузла, а в гидрокомплексе Большого Днепра — Кременчугской и Низовой гэц.

Нами в Энергетическом институте Академии наук СССР составлен ряд различных по структуре вариантов модели системы Европейской части СССР на указанном уровне потребления и вычислены по этим моделям техно-экономические показатели и построены экономические характеристики.

Энергетическое районирование единой системы. Наличие гидроресурсов в Европейской части СССР и их географическое размещение позволяют, при большом масштабе их развития, компенсировать естественные недостатки размещения источников топлива в этой части Союза и облегчают сведение напряженного топливного баланса. С этой точки зрения быстрое освоение гидроресурсов крайне необходимо для народного хозяйства.

Для возможно быстрого и широкого развития гидроресурсов Волжского бассейна и Днепра необходимо соединить мощные гидроэлектростанции с несколькими электроэнергетическими системами, а это в свою очередь приведет к объединению систем в одну на огромнейшей территории.

Аналогичную роль будут играть многие гидроэлектростанции и в объединении систем северо-запада СССР и Кавказа. По этим причинам признаком для районирования будущей единой системы и подразделения ее на основные секции принято тяготение района к обслуживанию тем или иным крупным гидрокомплексом. Таким образом в модели осуществляется принцип районирования по гидрокомплексам.

Соответственно четырем крупнейшим гидрокомплексам: Северо-западный, Большой Волги, Большой Днепра и Кавказский — единая система подразделяется на четыре части, которые, как показало техно-экономическое проектирование, произведенное Кабинетом экономики энергосистем, будут иметь в обычное время замкнутый внутри каждого района баланс электроэнергии.

Эти четыре части единой системы представляют собой основные секции, между которыми создаются относительно короткие межсекционные линии передач напряжением в 220 kV, одноцепные и двухцепные, для взаимного резервирования. Но основные секции в свою очередь могут быть разделены на несколько подсекций в зависимости от мощности.

Замкнутая часть системы, охватывающая район использования гидрокомплекса Большой Волги, подразделяется в свою очередь на четыре секции: Центральная, обслуживаемая гидроэлектростанциями северной части Волжского бассейна (до устья Камы), Уральская, использующая все гидроэлектростанции Камы, секция Поволжья, опирающаяся на ниже-волжские и волго-донские гэц, и, наконец, Курско-Воронежская, которая в будущем, при большом развитии промышленности на базе Курской магнитной аномалии, будет тоже

снабжаться энергией от гэц Нижней Волги (Камышинской).

Из этих секций три импортируют гидроэнергию и одна — секция Поволжья — экспортирует ее во все остальные. Волжские гидроэлектростанции для соединения между собой и с соседними секциями требуют применения напряжения 380 или 300 kV.

Район Большого Днепра подразделяется на две секции: Западная секция, охватывающая БССР и Западную область РСФСР, и Украинская (Юго-западное объединение систем). Возможно, что эту последнюю придется разделить на подсекции.

Северо-западный и Кавказский гидрокомплексы, вероятно, смогут работать каждый как одна секция.

Структура электробаланса при различных вариантах. Полное использование энергии всего Волжского гидрокомплекса дало бы около 50—52 млн. MWh, что соответствует уровню потребления в районе Большой Волги до порядка 125 млн. MWh, а общее потребление электроэнергии брутто в СССР составило бы приблизительно 275 млн. MWh. Этот вариант нами тоже рассмотрен, но основные техно-экономические расчеты сделаны для более низкого общего уровня 200 млн. MWh, из которых 152 млн. MWh приходится на систему Европейской части СССР и 78 млн. MWh на замкнутый район Большой Волги.

При этом уровне, относимом нами к концу 40-х гг., можно было бы лишь с чрезвычайным напряжением сил довести гидроэлектрический коэффициент до 40,5%, получая в год в районе Большой Волги 31,6 млн. MWh гидроэнергии.

Рассчитанный нами вариант с таким большим использованием гидроэнергии и с теплоэлектрическим коэффициентом² 26%, что мы считаем минимальной величиной, принят в качестве основного, на базе которого пересчитывались показатели для других вариантов.

Мы рассчитали также техно-экономические показатели того же варианта внедрения гидроэнергии при увеличении теплоэлектрического коэффициента до 40%, что соответствует централизованному теплоснабжению в районе Большой Волги от тэц в размере 104 млн. MCal в год. При таком развитии теплофикации на долю выработки по конденсационному режиму остается только 19,5%, т. е. вдвое меньше выработки на тепловом потреблении. Мы считаем этот вариант максимальным, осуществляемым без всяких противоречий между развитием теплофикации и гидроэнергии. В отдельных частях системы Большой Волги, например в Москве, теплоэлектрический коэффициент может быть и значительно больше (40%), но в среднем по всему району он вряд ли будет выше указанного.

Достигнуть такой структуры электробаланса, при которой энергии, полученной на конденсационном режиме, остается лишь около 20%, можно только при условии применения следующих мероприятий: а) замена уже существующих и строящихся чисто конденсационных электростанций

² Теплоэлектрический коэффициент по энергии — доля электроэнергии, полученной на гэц на базе теплового потребления (без выработки конденсационных частей тэц), в общей выработке электроэнергии.

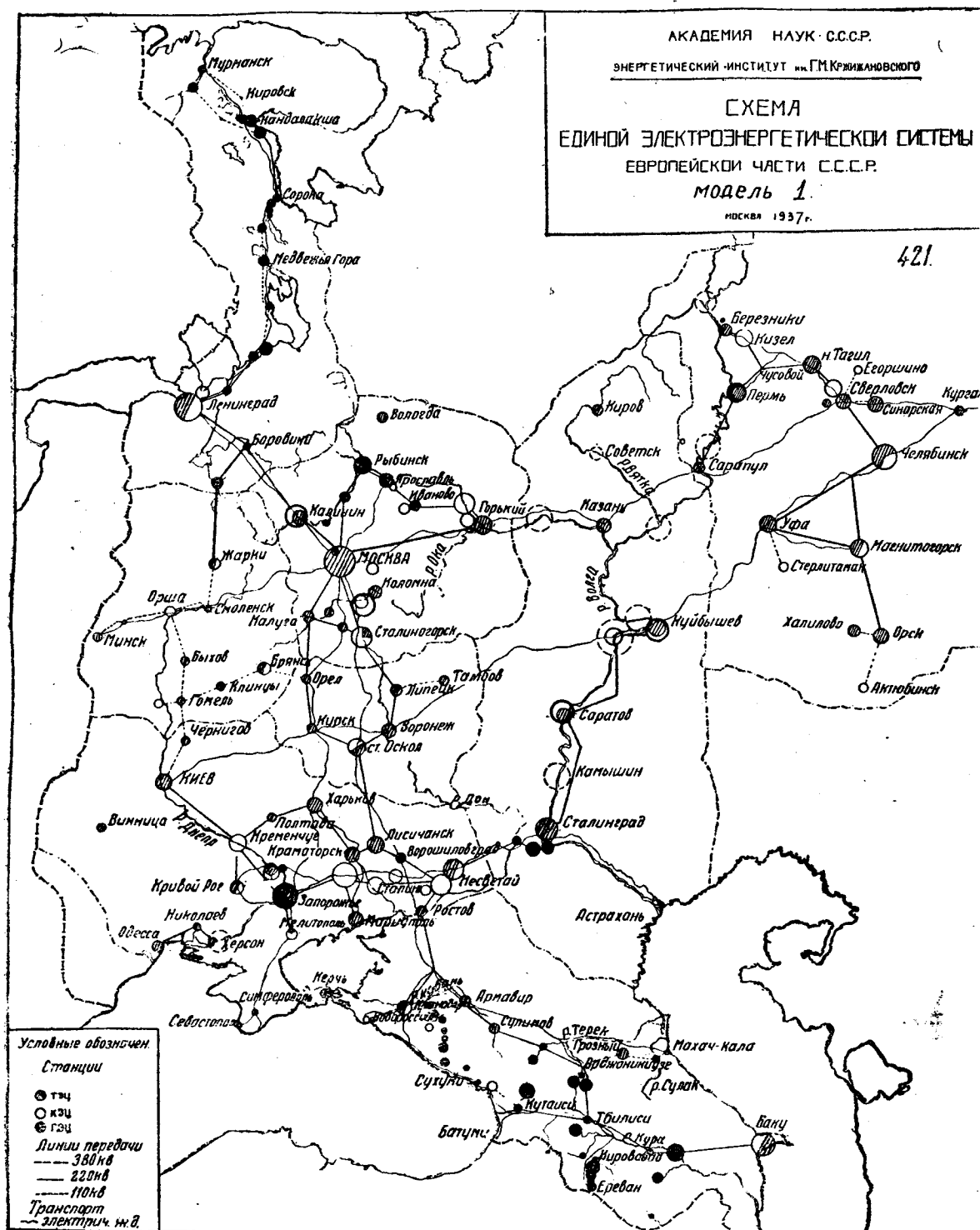


Рис. 1. Вариант электрических систем Европейской части СССР с минимальным гидростроительством

теплофикационными, б) частичное внедрение турбин с противодавлением, в) установка теплофикационных турбин для отопления, исходя из расчетной температуры наружного воздуха не ниже в среднем 10°C . Для уровня потребления энергии брутто в системе Европейской части СССР 152 млн. MWh при одинаковом развитии теплофикации по минимальному варианту (26%) рассчитаны следующие модели:

1 — сооружение в районе Большой Волги только уже строящихся гидроцентралей и Волго-дон

ских и при отсутствии нового гидростроительства в районе Большого Днепра (рис. 1);

2 — то же плюс Куйбышевский гидроузел в районе Большой Волги и Кременчугский в районе Большого Днепра;

3 — отличается от предшествующего заменой Куйбышевского гидроузла Камышинским;

4 — то же представляет собой другую вариацию замены Куйбышевского гидроузла, но уже тремя узлами: Соликамским (Тюлькино), Соколы горы и Чебоксарским;

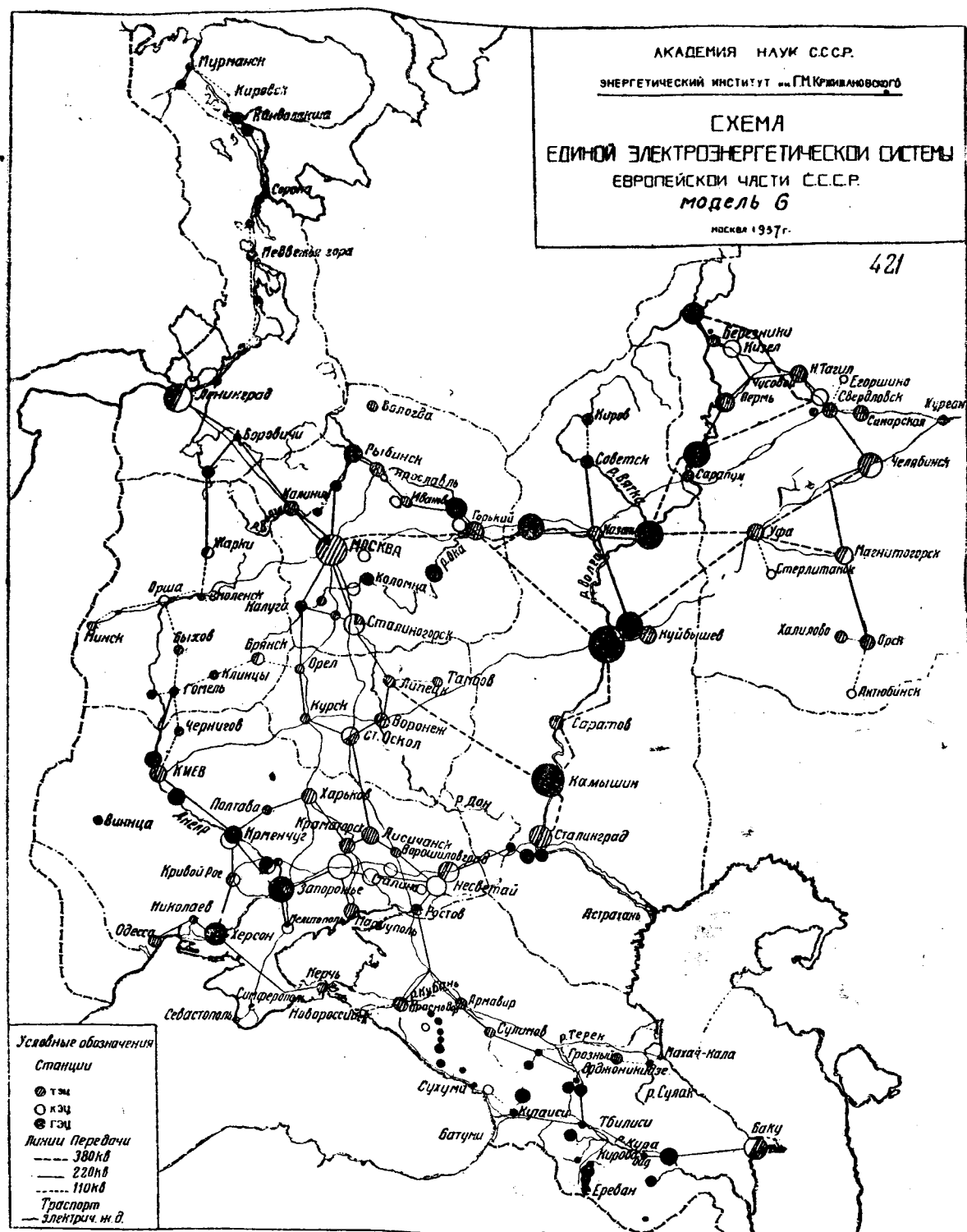


Рис. 2. Вариант электрических систем Европейской части СССР с максимальным гидростроительством

5—вариант максимально возможного развития гидростроительства в бассейне р. Волги при вышеуказанном уровне потребления.

В табл. 1 сопоставлены основные характеристики моделей.

Сравнение показало, что единая система создается в моделях 2, 4 и 5. Модель 2 выделяется тем, что она позволяет в кратчайший срок с минимальным бюджетным напряжением создать единую систему. Модель 4 наиболее дорогая и в наименьшей степени обеспечивает ирригацию Заволжья. Модель 3 не дает связи между восточ-

ной и западной частями будущей единой системы и не обеспечивает возможность снабжать ирригацию Заволжья в провалы графиков нагрузки, как модели 2 и 5.

Сравнение вышеуказанных моделей позволило достаточно четко решить вопрос об очередности крупного гидростроительства на Волге, показав все преимущества первоочередного сооружения Куйбышевской гэс. Вследствие относительной дешевизны этого гидроузла при очень большой мощности и исключительно благоприятного географического положения можно на одну эту

электроцентраль возложить все капитальные затраты по сооружению наиболее дорогих линий, связывающих восточную часть системы Европейской части СССР с западной.

Модель 1 с минимальным развитием гидроэнергетического хозяйства, во-первых, не является единой системой и, во-вторых, требует: по сравнению с моделями 2 и 5 — дополнительно установленной мощности 720 MW, по сравнению с моделью 3 — 300 MW и с моделью 4 — 220 MW для покрытия одного и того же суммарного потребления.

Проблема резерва и покрытие потребности в энергии ирригационных установок Заволжья. Мы считаем необходимым иметь в каждой крупной изолированной системе резервную мощность не меньше 10% годового максимума нагрузки, главным образом для той цели, чтобы обеспечить потребителям возможности перевыполнять свои планы. Однако с точки зрения обороны нужно обеспечить большую резервную мощность важным промышленным центрам.

В нашей модели резервная мощность для системы Европейской части СССР, если исходить из суммы максимумов нагрузки отдельных секций, равна 11,2%³, а если сравнить суммарную установленную мощность с совмещенным максимумом единой системы — коэффициент резервной мощности составит 14,7%. Мобилизуя резервы соседних секций, удастся значительно повысить возможный резерв в каждой секции и довести его в среднем по системе до 20%.

Для ирригации Заволжья при полном развитии необходима мощность в 1100 MW, из них 500 постоянной и 600 сезонной. Эта потребность может быть полностью удовлетворена за счет свободной мощности огромной системы Большой Волги, если использовать ирригационные установки как потребители-регуляторы нагрузки и так рассчитать их мощность и условия работы, чтобы они работали в провалах годовых и суточных графиков нагрузки. В технико-экономических расчетах на модели в настоящей стадии работы мы принимаем в качестве потребителя-регулятора только мощность 600 MW, но имеется основание предполагать, что при более подробном анализе удастся уложить во внепиковое время суточного графика нагрузки системы Большой Волги все 1100 MW ирригационной нагрузки.

Высоковольтные линии системы Европейской части СССР. Огромное большинство линий передач системы Европейской части СССР было бы сооружено и при естественном развитии систем, независимо от постановки задачи объединения их. Те линии, которые являются по существу ненужными, если мы откажемся от объединения систем, имеют по нашей модели суммарную длину 7735 km (в одноцепном исчислении) и суммарная стоимость их составит 1418 млн. руб. Этот расход составляет всего 5% от суммарной стоимости всех электроцентралей Европейской системы на уровне потребления брутто 152 млн. MWh и удорожает 1 MWh годовой выработки энергии только

³ От максимума, или около 10% от установленной мощности, учитывая при этом условия регулирования гидроэлектростанций.

Таблица 1

Мощность электроцентралей и размер затрат и расход топлива по различным моделям единой системы

№ моделей	1	2	3	4	5
Степень объединения систем	Без объединения	Полное	Частичное	Почти полное	Полное
I. Район Большой Волги					
Мощность электроцентралей, млн. kW	15 655	14 935	15 355	15 435	14 935
В т. ч.: { конденсат.	7 380	4 160	5 180	4 860	2 210
{ тэц	6 825	6 825	6 825	6 825	6 825
{ гидро	1 450	3 950	3 350	3 750	6 300
Стоимость электроцентралей, млн. руб.	13 515	14 475	14 480	17 280	18 480
То же с межсекцион. линиями передачи, млн. руб.	13 515	15 256	15 050	17 935	19 480
Расход условного топлива, тыс. t	30 265	24 385	24 905	24 400	18 680
Себестоимость отпущен. электроэнергии, руб./MWh	28,0	24,8	25,3	26,1	22,1
II. Вся система					
Мощность электроцентралей, млн. kW	29 920	29 200	29 620	29 720	29 200
В т. ч.: { конденсат.	12 425	8 905	9 925	9 625	6 300
{ тэц	11 770	11 770	11 770	11 770	11 770
{ гидро	5 725	8 525	7 925	8 325	11 130
Стоимость электроцентралей, млн. руб.	27 450	28 425	28 430	31 230	32 480
То же с линиями передачи, млн. руб.	27 450	29 206	29 000	31 885	33 480
Расход условного топлива, тыс. t	51 890	45 965	46 485	45 980	40 080
Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб./MWh	24,6	22,9	23,3	23,6	21,6

на 10 руб., тогда как стоимость самих электроцентралей составляет в среднем около 200 руб на MWh (20 коп. на kW).

Наибольшая длина и стоимость, 5450 km и 1191 млн. руб., приходятся на те межсекционные линии, которые одновременно являются маневренными и питательными для крупных гидроэлектростанций Волжского гидрокомплекса. Эти линии, расположенные только в районе Большой Волги, потребуют при большой своей протяженности и при передаваемой ими мощности напряжения 300 или 380 kV. В наших моделях линии рассчитаны работниками треста Теплоэлектропроект для напряжения 380 kV. В перечень эти линии входят несколько, составляющих часть основных электрических шин Центральной и Волжской секции единой системы.

Расчеты показали, что стоимость этих линий вполне окупается выгодами использования гидроэнергии, если все затраты по ним отнести целиком к стоимости гидроэлектростанций.

Вторую группу составляют межсекционные линии, имеющие только маневренное значение. Все эти линии — напряжения 220 kV, одноцепные или двухцепные, рассчитаны соответственно на пропускную способность 100 и 200 MW. Длина каждой линии не выше 285 km, а суммарная длина линий этой группы в одноцепном исчислении на

всем пространстве Европейской части СССР составляет 2285 км. Суммарная стоимость их 27 млн. руб. Как и в предыдущем случае, эта сумма включает затраты на подстанции и синхронные компенсаторы. Расход на строительство их с избытком окупается за счет создаваемой или возможности увеличения резервной мощности в каждой секции путем использования резервов соседних секций.

Межсекционные линии обеих групп, вместе взятые, создают такие возможности повышения резервных мощностей в отдельных системах, которые могли бы быть достигнуты при отсутствии объединения систем лишь за счет увеличения установленной мощности не менее чем на 1300 MW и снижают совмещенный максимум не менее чем на 700 MW. Таким образом минимальная экономия мощности равна 2000 MW. Линии первой группы позволяют использовать в одном только Куйбышевском узле дополнительную гидро мощность в размере 1100 MW при затратах только около 700 руб. на 1 kW, которая дает дополнительную выработку электроэнергии около 4 млн. MWh в год. Если учесть для последнего случая экономию в расходах на топливо за 15 лет эксплуатации и для обоих случаев экономию в капитальных затратах, то только что отмеченные две статьи (из многих) экономии, получаемой от объединения систем, составят фонд, который почти в два раза превысит капитальные затраты на все межсекционные линии единой системы.

Исследование показало, что для вышеуказанных 5450 км межсекционных питательных линий в районе Большой Волги понадобится напряжение, превышающее 220 kV. Какой именно стандарт напряжения выгоднее взять — 300 или 380 kV, на нынешней стадии работы решать преждевременно.

Преждевременно также решать вопрос о том, в каких случаях следует прибегнуть к «блочной системе» передачи, предложенной проф. А. А. Горевым, осуществляющей, кроме «горизонтального» и «вертикальное» секционирование, но для ориентировки уже можно теперь отметить следующее: блочная система, повидимому, вполне приемлема для передачи Куйбышев — Москва и сомнительна для передачи Куйбышев — Урал. Вероятно, блочная передача будет осуществима для напряжения свыше 220 kV только в случае установления стандарта в 300 kV и применяться для напряжения 380 kV лишь в единичных случаях.

Наоборот, все случаи межсекционных двухцепных передач напряжением 220 kV, повидимому, вполне возможно осуществить по блочной системе. Мощность секций на приемных концах вполне допускает такую работу.

Развитие гидроресурсов и теплофикации и топливный баланс. Изученные нами модели отличаются структурой электробаланса, т. е. долей энергии, вырабатанной на тепловом потреблении тэц (теплоэлектрический коэффициент X_m) и на гидроцентралях (гидроэлектрический коэффициент X_2).

Чтобы облегчить сравнение отдельных вариантов, был также изучен гипотетический чисто конденсационный вариант, принятый в качестве «эталона» для них.

В большинстве случаев в конкретно рассчитанных вариантах величина теплоэлектрического коэффициента принималась равной 26%. Это значение было получено на базе детально разработанной гипотезы развития производительных сил и при условии минимального развития теплофикации.

В вариантах системы Большой Волги гидроэлектрический коэффициент колеблется в пределах от 0 до 40,5%, в зависимости от того, какие объекты из общего числа запроектированных гэц в бассейне Большой Волги фигурировали в варианте.

Для всех вариантов были определены технико-экономические показатели и построены предложенные автором экономические характеристики сложной системы, дающие зависимость показателей от структуры электробаланса.

Топливная характеристика позволяет оценить влияние на топливный баланс той или иной степени развития теплофикации и использования гидроресурсов.

Аналитически топливная характеристика получилась в виде следующих простых формул, которые дают годовой расход условного топлива в тоннах на мегаватт-час выработки электроэнергии (t/MWh):

а) Удельный расход топлива на выработку только электроэнергии

$$b_g = 0,465(1 - X_2 - 0,33X_m). \quad (1)$$

б) Удельный расход топлива на паровых электростанциях для выработки электроэнергии и отпуска тепла от тэц

$$b_{эц} = 0,465(1 - X_2 + 0,96X_m). \quad (2)$$

в) Удельный расход топлива для снабжения теплом и электроэнергией всего потенциального возможного по нашей гипотезе круга потребителей системы, т. е. расход топлива с учетом котельных низкого давления. Эта величина в случае покрытия потребления в тепле неприсоединенных еще к тэц потребителей индивидуальными котельными равна ⁴

$$b_n = b_{эц} + 0,7(X_{m \text{ пред}} - X_m), \quad (3)$$

а при централизации теплоснабжения, непокрытого тэц, котельными низкого давления

$$b'_n = b_{эц} + 0,6(X_{m \text{ пред}} - X_m). \quad (4)$$

$X_{m \text{ пред}}$ представляет собою предельное значение X_m при полной практически осуществимой теплофикации. Наибольшее значение $X_{m \text{ пред}} = 1$, а по нашей гипотезе для района Большой Волги в целом $X_{m \text{ пред}} = 0,4$ (в отдельных центрах потребления, например в Москве, этот коэффициент может быть значительно выше).

Для этих значений охвата теплофикацией полный расход топлива на тепло и электроснабжение

⁴ Средний к. п. д. индивидуальных котельных принят 0,65; центральных котельных низкого давления 0,8; это же значение к. п. д. принято для теплоснабжения от тэц. Предполагается, что каждая мегакалория отпущенного с коллекторов тэц тепла дает в среднем 0,3 MWh электроэнергии на тепловом потреблении.

в районе Большой Волги, отнесенный к единице электроэнергетики, получится:

$$b_n = 0,745 - 0,465X_2 - 0,25X_m; \quad (5)$$

$$b'_n = 0,705 - 0,465X_2 - 0,15X_m. \quad (6)$$

Ниже в табл. 2 сопоставлены величины, полученные по формуле (1) и рассчитанные на модели, откуда видно, насколько невелики отклонения при обоих способах подсчета.

Однако наши расчеты были сделаны для тэц с конденсационными турбинами с отбором. При большом значении X_m будет целесообразно и даже необходимо широко применять турбины с противодавлением. Это позволит повысить эффективность теплофикации при больших значениях теплоэлектрического коэффициента.

Поэтому вместо формулы (1) приводим теоретическую формулу

$$b_p = 0,465(1 - X_2 - 0,57X_m). \quad (7)$$

При уровне потребления электроэнергии в районе Большой Волги 78 млрд. kWh брутто эффект от усовершенствования тэц при переходе к турбинам с противодавлением выразился экономией 3,12 млн. t условного топлива в год.

Если гидроцентрали не могут удовлетворить всю потребность в электроэнергии, необходимо возможно большую часть недостающей энергии покрывать выработкой тэц на тепловом потреблении. Если же возможная выработка на гидроцентралях вместе с выработкой на тепловом потреблении превосходит потребную (при отсутствии возможности экспорта в соседние системы), следует часть теплового потребления покрывать от центральных котельных. Все тепловое потребление, допускающее централизованное теплоснабжение, но которое по каким-либо соображениям нельзя покрывать от тэц, надо покрывать от крупных экономических центральных котельных низкого давления.

Так как в Европейской части СССР нельзя обеспечить весь расход электроэнергии гидроцентралями, необходимо будет параллельно развивать строительство и тэц и гидроэлектростанций.

Нижеследующий численный пример показывает возможности сокращения расхода топлива в районе Большой Волги за счет различных способов модернизации энергетического хозяйства при уровне потребления электроэнергии брутто (т. е. включая потери в линиях и расходы на собственные нужды электроцентралей) 78 млрд. kWh и возможном централизованном тепловом потреблении 104 млн. MCal.

Если бы электроэнергия вырабатывалась с тем же средним удельным расходом топлива, который в 1936 г. в районе Большой Волги показали станции Главэнерго, — 0,61, а все тепловое потребление покрывалось бы индивидуальными котельными с к. п. д. 0,65, то пришлось бы израсходовать в год

$$0,61 \cdot 78 + 0,215 \cdot 104 = 69,4 \text{ млн.}$$

условного топлива, в том числе на электроснабжение 47,6.

Введение на большинстве конденсационных станций высокого давления и улучшение эксплуатации снизили бы расход до 58,1 млн. t.

Простая централизация теплоснабжения от центральных котельных низкого давления дала дополнительно экономии топлива в 3,1 млн. (5,35% от 58,1 млн. t).

Сооружение вместо центральных котельных низкого давления тэц высокого давления уменьшило бы потребность в топливе на 5,2 млн. т. е. до 49,8. Таким образом полная экономия от теплофикации составляет 8,3 млн. t (14,3% от 58,1 млн. t) при к. п. д. индивидуального котла 0,65 и при высоком стандартном давлении пара.

Внедрение гидроэнергии для замены выработки на конденсационном режиме при гидроэлектрическом коэффициенте 0,405 дало бы снижение расхода топлива на 14,3 млн. t (24,55%).

Совокупное применение всех способов реконструкции энергохозяйства позволило бы снизить годовой расход топлива почти вдвое. Этот пример, рассчитанный для части Европейской системы охватывающей район Большой Волги, характерен и для всей системы в целом.

Дальнейшего резкого снижения расхода топлива вплоть до нуля можно было бы достигнуть за счет применения в единой системе гидроэнергии сибирских рек и энергии ветра. Чтобы на вышеуказанном уровне развития покрыть всю потребность в энергии (78 млн. MWh и 104 млн. MCal), необходимо было бы иметь в районе Большой Волги 230 млн. MWh гидроэнергии и энергии ветра.

Капитальные вложения, себестоимость энергии. Капитальные затраты по всей системе Европейской части СССР и по отдельным ее частям а также себестоимость электроэнергии определены нами для нескольких вариантов, отличающихся структурой системы Большой Волги. Специально для этой замкнутой в себе части единой системы произведен подробный анализ результатов технико-экономических расчетов, который позволил определить экономические характеристики по капитальным затратам и по себестоимости кроме уже ранее описанных топливных характеристик.

Экономическая характеристика системы Большой Волги для уровня потребления энергии брутто 78 млн. MWh и тепла 104 млн. MCal, по капитальным затратам выражается следующими формулами, полученными в результате расчетов около 10 вариантов:

а) на капитальные затраты в рублях на средневзвешенный мегаватт-час электрической энергии без учета экономии в котельных от теплофикации

$$K_3 = 130(1 + 1,7X_2 + 0,35X_m); \quad (8)$$

б) те же капитальные затраты с учетом снижения расходов на котельные низкого давления при теплофикации

$$K_3 = 130(1 + 1,7X_2 - 0,25X_m). \quad (9)$$

Эта величина теоретически могла бы быть повышена еще на 3,12 млн. t, если бы экономия была бы доведена до 19,64

Себестоимость электроэнергии как функция от показателей структуры электробаланса получилась следующая:

$$S_0 = 31 (1 - 0,64X_2 - 0,26X_m). \quad (10)$$

Приведенные формулы дают, конечно, средние цифры, позволяющие, однако, сделать интересные выводы. Насколько величины, вычисленные по формулам, согласуются с результатами технико-экономического проектирования конкретных вариантов, видно из табл. 2.

Таблица 2

Сравнение технико-экономических показателей различных вариантов структуры системы Большой Волги

Структура электро- баланса, %			Удельный расход топлива, т/МВт		Капиталь- ные затраты, руб/МВт		Себестои- мость элек- троэнергии, руб/МВт	
конден- сат.	тепло- фик.	гидро	проект	формула	проект	формула	проект	формула
100	0	0	0,465	0,465	129	130	30,5	31,0
60	0	40	0,281	0,279	222	218	22,9	23,0
67,5	26	6,5	0,386	0,394	174	156	28,0	28,0
50,8	26	23,2	0,311	0,317	190	193	25,2	24,7
33,5	26	40,5	0,239	0,236	237	231	21,9	21,2
19,5	40	40,5	0,210	0,215	240	237	20,5	19,7
0	100	0	—	0,311	—	175	—	23,0
0	0	100	—	0,0	—	350	—	11,0

Если сравнивать все варианты с наиболее простым, по структуре чисто конденсационным, то срок окупаемости более дорогого варианта с более сложной структурой за счет экономии в годовых издержках производства для системы Большой Волги:

$$T = 4,1 \frac{1,7X_2 + 0,35X_m}{0,64X_2 + 0,26X_m} = 4,1 \frac{1,7 \frac{X_2}{X_m} + 0,35}{0,64 \frac{X_2}{X_m} + 0,26}. \quad (11)$$

Этот срок зависит только от соотношения теплоэлектрического и гидроэлектрического коэффициентов и изменяется в зависимости от структуры в не очень больших пределах: от 4,7 лет при чисто теплофикационном варианте до 11,0 при чисто гидравлическом. Для нашего предельного реального варианта этот срок равен 9,35 годам.

Если сделать те же расчеты с учетом экономии в котельных низкого давления при теплофикации, получится следующий срок окупаемости:

$$T' = 4,1 \frac{1,7X_2 - 0,25X_m}{0,64X_2 + 0,26X_m} = 4,1 \frac{1,7 \frac{X_2}{X_m} - 0,25}{0,64 \frac{X_2}{X_m} + 0,26}. \quad (12)$$

В тех случаях, когда теплоэлектрический коэффициент превышает гидроэлектрический более чем в 6,8 раза, капитальные затраты будут ниже, чем в чисто конденсационном варианте, и срок окупаемости получается отрицательной величиной. При чисто гидравлическом варианте срок

окупаемости равен 11,0 годам; при нашем предельном реальном варианте срок окупаемости капитальных затрат с учетом котельных низкого давления составит 6,6 лет.

Столь короткий срок окупаемости в свою очередь иллюстрирует высокую эффективность максимального одновременного развития в районе Большой Волги теплофикации и внедрения гидроэнергии.

Выгоды создания единой системы Европейской части СССР

а) На огромной территории создаются возможности свободного развития промышленности без ограничений со стороны электроснабжения, имеющих в настоящее время в целом ряде районов, удобных для промышленного развития, например во всем Поволжье и Прикамые.

б) Повышается значительно надежность электроснабжения и использование энергооборудования.

в) Устраняются ограничения в развитии теплофикации и гидроресурсов, которые будут иметь место в изолированных небольших системах во многих случаях.

г) Создаются возможности не только полного использования в кратчайший срок гидроресурсов Европейской части СССР, но и гидроресурсов Западной Сибири и энергии ветра.

д) Резко улучшается топливный баланс.

е) Удешевляется и рационализируется строительство электростанций. Станции не надо будет

Таблица 3

Средняя себестоимость топлива (тонны условного топлива) электроэнергии и тепла

№ секции	Топливо проект	Тепло, руб/MCal		Электроэнергия руб/MWh			
	руб/т	1936 г. на ст. Главэнерго	проект	модель 1	модель 5	модель 5 с уч. стоим. межсекц. перед эн.	1936 г. на ст. Главэнерго в тех же районах
1. Западная	47,5	21,23	12,5	45,7	45,7	—	128,0
2. Сев.-Западная . .	46,6	20,40	11,65	25,0	25,0	—	62,2
3. Центральная . . .	43,0	19,50	10,9	34,0	29,0	17,5	74,2
4. Волжская	32,2	14,20	8,85	25,4	13,3	15,5	62,2
5. Уральская	26,8	14,69	7,75	25,2	24,0	23,0	61,9
6. Кавказская	25,2	—	7,75	15,6	15,6	—	26,7
7. Курско-Воро- нежская	23,0	11,39	6,9	25,2	25,3	22,5	81,7
8. Южная	21,7	9,7	6,85	21,2	20,0	—	39,2
Вся система	29,3	14,51	8,95	24,7	21,0	21,5	56,1
Район Б. Волги	33,0	17,55	9,15	28,0	21,1	22,3	71,0
Остальные р-ны	26,5	--	7,75	21,3	20,8	20,8	77,4

* Возможно довести обороноспособность системы до особенно высокой степени надежности, если осуществить межрайонные связи подземными кабелями постоянного тока с подземными же преобразователями, — задача, которую необходимо разрешить.

строить по отдельным ячейкам по мере развития потребности в сравнительно ограниченном районе. Можно будет поочередно строить крупные электроцентралы сразу на полную мощность, избегая длительного периода, когда строительство ведется одновременно с эксплуатацией. Уменьшение числа одновременно строящихся объектов с их укрупнением снизит капитальные затраты.

ж) Удешевляется энергооборудование и облегчается стандартизация его, так как можно уменьшить число необходимых типов.

з) Возможно будет отнестись все расходы по реконструкции бассейна реки Волги, кроме Рыбинско-Угличского узла, на энергетику и получить выгоды от реконструкции водного транспорта и ирригации без дополнительных капитальных затрат.

Приведенные выше величины, дающие ценностное выражение выгод объединения, сильно преуменьшены: многие преимущества вообще не поддаются ценностному выражению, многие можно будет определить только при инженерном

проектировании системы Европейской части СССР. В частности, стоимость межрайонных электрических линий с соответствующими подстанциями, которая нами определена в размере около 5% от стоимости центральных, вероятно перекроется значительно экономией в строительстве внутрисекционных линий передач и удешевлением строительства станций при наличии объединения.

Общий вывод из нашего исследования экономики единой системы: объединение крупных электроэнергетических систем Европейской части Союза в единую систему будет несомненно выгодно. Лет 15 тому назад многими отрицалась из-за дороговизны линий электропередач рентабельность объединения изолированных электростанций в системы. Но опыт всех стран показал достаточно убедительно, что такое объединение целесообразно и очень выгодно. Пока еще и большой опыт объединения крупных энергосистем тоже подтверждает выгодность этого дела.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

Стационарное магнитное поле в однородной среде и в присутствии железа

Э. А. Меерович

Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского, Академия наук СССР

1. Поле в однородной среде. Расчет магнитного поля в общем случае представляет задачу значительной трудности. Между тем в практике электромагнитного строения она встречается сравнительно часто, и от ее решения зависит возможность рационального конструирования той или другой электрической машины. В настоящее время разработаны методы расчета, дающие во многих случаях удовлетворительные результаты и достаточную степень приближения к действительным условиям¹. Обычно первая ступень приближения заключается в переходе от действительного поля к полю плоскопараллельному.

Для плоскопараллельного поля расчет значи-

¹ Обзор литературы и различных методов расчета можно найти в книге проф. И. А. Черданцева «Геометрия поля», изд. АН СССР (готовится к печати).

Специально магнитному полю посвящена книга Б. Хэг «Электромагнитные расчеты», перевод под ред. проф. Я. Н. Шпильрейна, ОИТИ, 1934.

Обзорный характер имеют статьи: В. Hague, Methodes analytiques, graphiques et experimentales utilisees pour l'etude de champs magnetiques et electriques. «Comptes Rendus du Congrès, International d'électricité т. I, vol. IV, Paris, 1937. E. Roth, Moyens d'investigation de champs physiques dans les machines electriques. «Bull. de la Société Fr. des Electiciens» № 73, janv. 1937.

тельно упрощается и решение задач магнитного поля основывается на уравнениях, которым возможно придать вид, аналогичный уравнениям поля электрических зарядов. Однако существенная разница остается между этими случаями в исходных данных для расчета и в характере граничных условий. При магнитном поле электрических машин роль граничных условий играют условия у поверхности железных масс, наличие которых значительно усложняет задачу. В этой части работы будем рассматривать поля при отсутствии железных масс.

Можно считать с полным основанием, что наиболее мощные методы расчета плоскопараллельного поля это те, которые базируются на применении теории функции комплексного переменного².

Ранее этот математический аппарат в основном применялся для конформных преобразований

² О применении функции комплексного переменного к расчету поля см. проф. И. А. Черданцев, Основные принципы конформных преобразований и их применения в электротехнике, «Электричество» № 6—7, 1933. Читателю, знакомому с теорией функции комплексного переменного и в применении к расчету поля, рекомендуем ознакомиться с этой статьей.

полей, но именно конформные преобразования при расчете магнитного поля могут иметь лишь ограниченное распространение. Конформные преобразования магнитного поля приводят к упрощениям лишь в специальных случаях, когда в исследуемой области нет токов, распределенных по конечному сечению, и вместе с тем условия на поверхности железа заданы в удобной форме.

Ниже мы покажем, что метод функции комплексного переменного с успехом применим и при наличии в поле токов, распределенных по конечному сечению. Во многих случаях расчет может быть сведен к нахождению простых контурных интегралов от функции комплексного переменного, что позволяет решить некоторые сложные задачи.

Исходные соотношения. Примем, что вектор плотности тока везде направлен параллельно оси x и перпендикулярно плоскости yz , в которой производится расчет. Исходные уравнения при этом будут:

$$\begin{aligned}\frac{\partial B_z}{\partial y} - \frac{\partial B_y}{\partial z} &= \mu \delta_x; \\ \frac{\partial B_z}{\partial z} + \frac{\partial B_y}{\partial y} &= 0; \\ B_x &= \delta_y = \delta_z = 0.\end{aligned}\quad (1)$$

Здесь: δ_x, δ_y и δ_z — компоненты вектора плотности тока,

B_x, B_y и B_z — компоненты вектора магнитной индукции,

μ — коэффициент магнитной проницаемости.

Для расчета обычно вводится вектор-потенциал соотношением

$$\mathbf{B} = \text{rot } \mathbf{A}.\quad (2)$$

Для нашего случая (2) принимает вид:

$$\begin{aligned}B_y &= \frac{\partial A_x}{\partial z}; \\ B_z &= -\frac{\partial A_x}{\partial y}.\end{aligned}\quad (2')$$

Из (1) и (2) получаем:

$$\frac{\partial^2 A_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 A_x}{\partial z^2} = \begin{cases} -\delta_x \mu, \\ 0 \end{cases},\quad (3)$$

т. е. имеем либо уравнение Пуассона, либо уравнение Лапласа, в зависимости от наличия или отсутствия тока в рассматриваемой области. Так как в плоскопараллельном поле вектор-потенциал имеет лишь одну компоненту A_x , — расчет с ним можно производить как со скалярной величиной. Для дальнейшего удобно ввести вектор \mathbf{B}_e с помощью соотношения

$$\mathbf{B}_e = -\text{grad } A_x.\quad (4)$$

На основании (2') можно вывести, что:

$$\begin{cases} (B_e)_y = B_z; \\ (B_e)_z = -B_y. \end{cases}\quad (5)$$

Соотношение между \mathbf{B}_e и \mathbf{B} можно записать в такой форме:

$$\mathbf{B}_e = [B\mathbf{i}],\quad (5')$$

где \mathbf{i} — единичный вектор в направлении оси x .

Таким образом линии вектора \mathbf{B}_e ортогональны к линиям вектора \mathbf{B} .

Из (3) и (4) получаем:

$$\text{div } \mathbf{B}_e = \frac{\partial^2 A_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 A_x}{\partial z^2} = -\delta_x \mu.\quad (6)$$

Кроме того,

$$\text{rot } \mathbf{B}_e = 0.\quad (6')$$

Иначе говоря, для вектора \mathbf{B}_e и величины $\delta_x \mu$ существует то же соотношение, что и для вектора напряженности электрического поля и величины $\frac{\rho}{\epsilon}$ (объемная плотность заряда, деленная на диэлектрический коэффициент).

На основании (4) можно написать выражение для интеграла по некоторому контуру в плоскости yz :

$$\int_1^2 \mathbf{B}_e d\mathbf{l} = A_{x_1} - A_{x_2}.\quad (7)$$

Поле тока, распределенного равномерно по произвольному сечению. Произведем в точке P расчет поля, возбуждаемого током, распределенным равномерно по некоторому сечению (рис. 1). Выделим в сечении площадку, ограниченную двумя прямыми, параллельными оси y , расположенными на расстоянии dz друг от друга. Элемент этой полоски шириной dy определяет компоненту вектора \mathbf{B}_e в точке P , которую мы обозначим $d\mathbf{B}_{edz}$:

$$d\mathbf{B}_{edz} = -\frac{\mu \delta_x}{2\pi} \frac{\mathbf{r}_1}{r} dy dz;$$

здесь \mathbf{r}_1 — единичный вектор в направлении от точки P к элементу сечения.

Компоненты этого вектора по осям y и z определяются так:

$$(d\mathbf{B}_{edz})_y = -\frac{\mu \delta_x}{2\pi} dy dz \frac{(\mathbf{r}_1 \mathbf{j})}{r};$$

$$(d\mathbf{B}_{edz})_z = -\frac{\mu \delta_x}{2\pi} dy dz \frac{(\mathbf{r}_1 \mathbf{k})}{r}.$$

\mathbf{j} и \mathbf{k} — единичные векторы в направлении осей y, z .

Компоненты вектора поля, возбуждаемого всей полосой, определяются отсюда таким образом:

$$\left. \begin{aligned} (B_{edz})_y &= -\frac{\mu \delta_x}{2\pi} dz \int_A^B \frac{dr}{r} = -\frac{\mu \delta_x}{2\pi} \ln \frac{r_A}{r_B}; \\ (B_{edz})_z &= \frac{\mu \delta_x}{2\pi} dz \int_A^B d\omega = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} (\omega_B - \omega_A). \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Здесь: ω — угол между осью y и радиусом-вектором r , проведенным из точки P до рассматриваемого элемента тока; r_A, r_B, ω_A и ω_B — соответствующие величины для точек контура A и B .

Интересно отметить, что уравнения (8) соответствуют потокам на единицу длины сквозь поверхность AB векторов \mathbf{B} и \mathbf{B}_e поля, образованного элементом тока $\delta_x dy dz$, если его расположить в точке P .

В дальнейшем мы примем ось y за ось действительных, а ось z за ось мнимых величин ком-

плесной плоскости, каждая точка которой определяется величиной $w = y + iz$. Примем $w = 0$ в точке P .

Вектор B_{edz} представим теперь в виде комплекса:

$$B_{edz} = (B_{edz})_y + i(B_{edz})_z = \\ = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \left\{ \ln \frac{r_A}{r_B} + i(\omega_B - \omega_A) \right\} = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \ln \frac{w_A^*}{w_B},$$

где w^* — величина, сопряженная с w .

Сопряженная с B_{edz} величина представляет собой аналитическую функцию простого вида:

$$B_{edz}^* = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \ln \frac{w_A}{w_B} dz. \quad (9)$$

Интегрируем (9) по dz , причем точки A и B перемещаются в пределах от C до D (рис. 1).

$$B_e^* = \int_C^D (B_{edz}^*) dz = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \left\{ \int_C^D \ln w_A dz - \int_C^D \ln w_B dz \right\} = \\ = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \left\{ \int_C^D \ln w_A dz + \int_D^C \ln w_B dz \right\} = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \oint \ln w dz. \quad (10)$$

С помощью (10) мы получаем поле, возбуждаемое в точке P током, протекающим сквозь все сечение $ABCD$.

В последнем интеграле интегрирование производится для w , пробегающего в определенном направлении вдоль контура, ограничивающего сечение проводника с током. Мы получили важное соотношение, которое показывает, что векторы B и B_e могут быть определены с помощью контурного интеграла простого вида. Если кривая, ограничивающая сечение, задана в виде уравнения, то его можно непосредственно использовать для подстановки в интеграл.

Если в поле имеется несколько проводников с током, то интегрирование нужно производить по всем контурам. Результат можно записать в виде алгебраической суммы:

$$B_e^* + \sum_n \frac{\delta_{xn} \mu}{2\pi} \oint \ln w dz. \quad (11)$$

При $w=0$ в некоторой произвольной точке

$$B_e^* = \sum_n \frac{\delta_{xn} \mu}{2\pi} \oint \ln(w - w_p) dz, \quad (11')$$

где w_p — аффикс точки наблюдения.

$$W_k = \frac{1}{2} \operatorname{Re} \sum_n \frac{\delta_{xk} \delta_{xn}}{4\pi} \mu \oint_k dz \oint_n dz \left\{ (w_n - w_k)^2 \ln \frac{w_n - w_k}{e^{\frac{3}{2}}} \right\}. \quad (14)$$

Вектор-потенциал и энергия системы
Вектор-потенциал в любой точке P на оси z (7) может быть записан так:

$$A_p = - \int B_e dl + c.$$

Если предположить, что все сечения, обтекаемые током, расположены на конечном расстоянии и принять сумму токов равной нулю, то можно считать $c=0$. Энергия магнитного поля определяется, как известно, так:

$$W = \frac{1}{2} \int A \delta v;$$

для плоскопараллельного поля имеет смысл энергии на единицу длины:

$$W = \frac{1}{2} \int_s A_x \delta_x ds = \frac{1}{2} \int \int A_x \delta_x dy dz.$$

Интегрирование производится по всем сечениям, обтекаемым током. Скалярное произведение под знаком интеграла (7') мы можем заменить действительной частью произведения комплексных

$$A_p = - \int B_e dl = - \operatorname{Re} \int B_e^* dw.$$

Подставляя (11) и меняя порядок интегрирования, получим:

$$A_p = - \operatorname{Re} \sum_n \frac{\delta_{xn} \mu}{2\pi} \oint_n dz \int \ln(w - w_p) dw_p = \\ = \operatorname{Re} \sum_n \frac{\delta_{xn} \mu}{2\pi} \oint_n dz \left\{ (w - w_p) \ln \left(\frac{w - w_p}{e} \right) \right\}$$

Выражение под знаком Re можно обозначить как комплексный потенциал нашей задачи. Энергия системы может быть определена на основании (12). Определим сначала величину

$$W_k = \frac{1}{2} \int \int \delta_{xk} A_x dz dy,$$

где интеграл распространен только по k -му сечению. Производя подстановку и меняя порядок интегрирования, можно написать:

$$W_k = \frac{1}{2} \operatorname{Re} \sum_n \frac{\delta_{xk} \delta_{xn}}{2\pi} \mu \int_k dz \oint_n dz \int_{B_k} dy \left\{ (w - w_p) \ln \frac{w - w_p}{e} \right\} = \\ = \frac{1}{2} \operatorname{Re} \sum_n \frac{\delta_{xk} \delta_{xn}}{2\pi} \mu \int_k dz \oint_n dz \int_{A_k} (w - w_p) \ln \frac{w - w_p}{e} dw_p.$$

Вводя для сечения, по которому производится интегрирование, те же обозначения, что и на рис. 1, получаем тем же способом, что и ранее, при выводе (10):

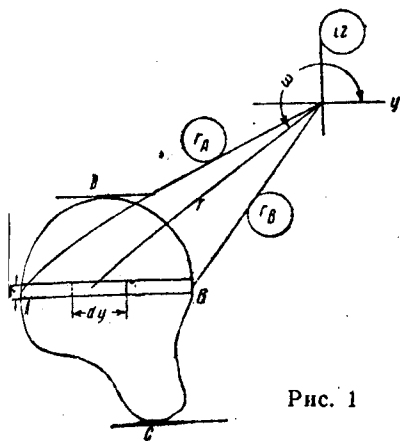


Рис. 1

Здесь w_n и w_k — аффиксы точек контура n и k . Интегрирование производится по контуру n и k . Для определения полной энергии системы на единицу длины необходимо произвести суммирование по всем сечениям обтекаемым током:

$$\Sigma W = \text{Re} \sum_n \sum_k \frac{\delta_{xk} \delta_{xn}}{8\pi} \oint_k dz \oint_n dz (w_n - w_k)^2 \ln \frac{w_n - w_k}{e^{\frac{3}{2}}}. \quad (15)$$

Формула (15) позволяет определить все необходимые индуктивные коэффициенты для шин любой формы с помощью контурных интегралов. При этом расчет получится более простой, чем при применении метода Максвелла, основанном на введении так называемого среднегеометрического расстояния между площадями.

Поле прямоугольной шины. В качестве примера выведенным формулам разберем случай прямоугольной шины (рис. 2), поле которой известно³. Определим B_e , пользуясь формулой (11). Для случая когда $n=1$ она имеет вид:

$$B_e^* = \frac{\delta_{x1}}{2\pi} \oint \ln w dz. \quad (11)$$

Начало координат примем в точке P : $w_p = 0$; направление действительной и мнимой осей — по рис. 2.

Интегрирование по контуру при этом можно заменить интегрированием по отрезкам AB и CD . Тогда, как легко видеть, от интеграла по действительному переменному можно перейти к интегралу по комплексному. Получаем:

$$B_e^* = \frac{\delta_{x1}}{2\pi} \frac{1}{i} \left\{ \int_A^B \ln w dw + \int_C^D \ln w dw \right\} =$$

$$= \frac{\delta_{x1}}{2\pi} \frac{1}{i} \{ w_B \ln w_B - w_A \ln w_A + w_D \ln w_D - w_C \ln w_C \}. \quad (16)$$

После подстановки данных рисунка получим B_e^* и затем B_e . Вектор-потенциал определяем по формуле (13), причём опять считаем в точке наблю-

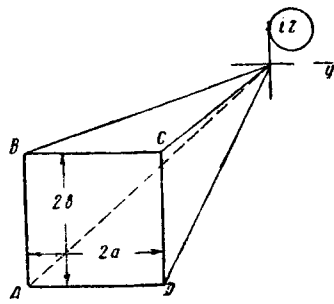


Рис. 2

дения $w_p = 0$. Произведя уже раз примененное преобразование контурного интеграла, можно написать:

$$A_p = \text{Re} \frac{\delta_{x1}}{2\pi} \frac{1}{i} \left\{ \int_A^B w \ln \frac{w}{e} dw + \int_C^D w \ln \frac{w}{e} dw \right\} =$$

$$= \text{Re} \frac{\delta_{x1}}{4\pi} \frac{1}{i} \left\{ w_B^2 \ln \frac{w_B}{e^{\frac{3}{2}}} - w_A^2 \ln \frac{w_A}{e^{\frac{3}{2}}} + \right.$$

$$\left. + w_D^2 \ln \frac{w_D}{e^{\frac{3}{2}}} - w_C^2 \ln \frac{w_C}{e^{\frac{3}{2}}} \right\}. \quad (17)$$

Подставляя величины из рисунка, получим значение вектор-потенциала. Оба выражения — (16) и (17) — совпадают с уже известными соотношениями, но получены, как видим, более простым путем.

Определим собственную энергию прямоугольной шины на единицу длины (не учитывая сла-

гаемых бесконечной величины). Применяем формулу (15):

$$W_{11} = \text{Re} \frac{\delta_{x1}^2}{8\pi} \oint_1 dz \oint_1 dz' (w - w')^2 \ln \frac{w - w'}{e^{\frac{3}{2}}}.$$

Здесь, как и раньше, можно контурные интегралы преобразовать в интегралы по комплексному переменному:

$$W_{11} = \text{Re} \frac{\delta_{x1}^2}{8\pi} \left\{ \int_A^B dw \left[\int_A^B (w - w')^2 \ln \frac{w - w'}{e^{\frac{3}{2}}} dw' + \right. \right.$$

$$\left. + \int_C^D (w - w')^2 \ln \frac{w - w'}{e^{\frac{3}{2}}} dw' \right] +$$

$$\left. + \int_C^D dw \left[\int_A^B (w - w')^2 \ln \frac{w - w'}{e^{\frac{3}{2}}} dw' + \right. \right.$$

$$\left. + \int_C^D (w - w')^2 \ln \frac{w - w'}{e^{\frac{3}{2}}} dw' \right] \Big\} =$$

$$= \text{Re} \frac{\delta_{x1}^2}{96\pi} \left\| (w - w')^4 \ln \frac{w - w'}{e^{\frac{50}{24}}} \right|_{\substack{w = \{w_D \\ w_B\} \\ w = \{w_C \\ w_A\}}}^{w = \{w_D \\ w_B\} \\ w = \{w_C \\ w_A\}} \quad (18)$$

Подставляя данные рисунка и отбрасывая члены, превращающиеся в бесконечность, мы получаем выражение для конечной слагающей собственной энергии шины. Выражение (18) совпадает с тем соотношением, которое можно получить, пользуясь величиной среднего геометрического расстояния площади прямоугольника от самой себя.

³ M. Strutt, Das magnetische Feld eines rechteckigen von Gleichstrom durchflossenen Leiters.

См. также Б. Хэг, Электромагнитные расчеты.

При этом $\ln R = \frac{W_{11}}{I^2 \mu}$. Преобразовав несколько (18),

можно получить выражение для $\ln R$, совпадающее с выражением, выведенным Максвеллом⁴.

Поле многоугольной шины. Расчет, произведенный нами для одной шины, может быть совершенно аналогично распространен на какую угодно систему шин.

То упрощение, которое было произведено в нашем примере, а именно — переход от интегрирования по действительному переменному к интегрированию по комплексному — может быть применено не только к полю прямоугольных шин, но и для полей любых шин многоугольного сечения.

В самом деле, пусть на рис. 3 показано сечение шины с током, поле которой мы хотим определить в точке P . В этом случае

$$\begin{aligned} B_e^* &= \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \oint \ln w \, dz = \\ &= \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \left\{ \int_A^B \ln w \, dz + \right. \\ &\quad \left. + \int_B^C \ln w \, dz + \int_C^D \ln w \, dz + \int_D^A \ln w \, dz \right\}. \end{aligned}$$

Рис. 3

Обозначая $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ и φ_4 углы, составленные прямыми AB, BC, CD и AD с осью действительных величин, мы видим, что вдоль каждой из этих прямых имеет место соотношение:

$$dw = i \, dz + dy = dz \left(i + \frac{dy}{dz} \right) = dz \frac{e^{i\varphi}}{\sin \varphi},$$

откуда

$$dz = dw e^{-i\varphi} \sin \varphi.$$

⁴ J. C. Maxwell, A treatise on Electricity and Magnetism. Oxford, Third Edit., 1904, Vol. II, p. 328.

Вопросу расчета с помощью среднегеометрического расстояния посвящена недавно статья Л. А. Цейтлина и проф. Калантарова «Расчет коэффициентов самоиндукции системы шин прямоугольного сечения», «Труды Ленинградского индустриального института» № 7, 1936.

Подставляя в выражение для B_e^* , получаем

$$\begin{aligned} B_e^* &= \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \left\{ e^{-i\varphi_1} \sin \varphi_1 \int_A^B \ln w \, dw + e^{-i\varphi_2} \sin \varphi_2 \int_B^C \ln w \, dw \right. \\ &\quad \left. + e^{-i\varphi_3} \sin \varphi_3 \int_C^D \ln w \, dw + e^{-i\varphi_4} \sin \varphi_4 \int_D^A \ln w \, dw \right\} \end{aligned}$$

Таким образом расчет сведен к легко проводимому интегрированию по комплексному переменному.

Примечание. После написания данной работы был найден другой способ вывода выражения для вектора магнитной индукции в виде криволинейного интеграла. Формула, полученная по этому способу путем чисто векторных преобразований имеет такой окончательный вид:

$$B = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \oint \ln r \, dr,$$

где интеграл, как и у нас, берется по контуру сечения проводников с током. Если перейти к изображению векторов с помощью комплексных величин, то формула, при наших обозначениях, имеет вид:

$$B = \frac{\mu \delta_x}{2\pi} \oint \ln |w| \, dw.$$

Можно показать, что последнее выражение тождественно с (11). Действительно, для внешнего по отношению к контуру интегрирования, то

$$\oint \ln w \, dw = 0.$$

Отсюда

$$\oint \ln |w| \, dy = \oint \varphi \, dz.$$

Подстановка в (а') дает:

$$B = \frac{\mu \delta}{2\pi} \oint \{ i \ln |w| + \varphi \} dz.$$

Переходя от B к B_e^* , получаем (11).

Аналогичное преобразование имеет место и для точек, лежащих внутри контура интегрирования.

Круговая диаграмма асинхронных двигателей малой мощности

Н. П. Ермолин

Ленинградский электротехнический институт

ПРИ испытании асинхронных двигателей малой мощности, порядка нескольких десятков ватт и ниже, встречаются известные затруднения в отношении непосредственного измерения опытных величин при разных нагрузках двигателя. Чтобы избежать многих кропотливых измерений, в этом случае удобно, так же как и при более мощных двигателях, пользоваться круговой диаграммой. В настоящей работе рассматриваются особенности построения круговых диаграмм мно-

гофазных и однофазных асинхронных двигателей малой мощности.

Круговая диаграмма асинхронной машины обычно строится по данным опытов холостого хода и короткого замыкания. Как правило, при построении этой диаграммы для нормальных асинхронных двигателей потери в меди статора, а у однофазных двигателей и в меди ротора, при холостом ходе и гистерезисная мощность ротора не учитываются. Автор при исследовании диаграмм малы-

двигателей обнаружил, что в этом случае при нанесении линий мощностей и потерь нельзя пренебречь потерями холостого хода и гистерезисной мощностью ротора.

Потери от гистерезиса и токов Фуко в железе ротора вызывают моменты вращения, которые в нормальных двигателях ничтожно малы сравнительно с моментом от токов в обмотке ротора. В двигателях же малой мощности гистерезисный момент является относительно заметным, и поэтому им не всегда можно пренебречь. Этот момент зависит не от числа оборотов ротора, а от его гистерезисной мощности [4]. Момент вращения от токов Фуко при пуске мал, при нормальной же скорости он близок к нулю, так что его можно не учитывать и в диаграммах малых двигателей.

Ниже рассматривается построение круговых диаграмм малых асинхронных двигателей с учетом потерь в меди двигателя при холостом ходе и гистерезисной мощности ротора.

Для построения круговой диаграммы необходимы данные опытов синхронного холостого хода —

$$P_0 = P_{hf} + P'_{h0} + P_{cu,0} \quad (1)$$

и короткого замыкания —

$$P_{1k} = P_{hfk} + P'_{hk} + P_{cuk}. \quad (2)$$

Здесь P_{hf} и P_{hfk} — потери в железе статора при холостом ходе и коротком замыкании соответственно;

P'_{h0} и P'_{hk} — потери от гистерезиса в железе ротора при тех же условиях;

$P_{cu,0}$ и P_{cuk} — потери в меди статора при холостом ходе и в меди статора и ротора при коротком замыкании соответственно.

В малых двигателях синхронный холостой ход возможен без помощи постороннего двигателя, так как гистерезисный момент ротора обычно достаточен, чтобы преодолеть механические и пульсационные потери.

P_{hf} и P'_{h0} определяются опытно или расчетом, а P_{hfk} — из круговой диаграммы. Экспериментальное определение P'_{h0} основано на том, что при переходе ротора через синхронизм потребляемая из сети мощность уменьшается скачком на величину $2P'_{h0}$ [4]. Следовательно, измеряя мощность холостого хода при самостоятельном вращении ротора и при синхронном вращении его посторонним двигателем, мы найдем P'_{h0} [4] как полуразность этих мощностей. При пуске

$$P'_{hk} = P'_{h0} \frac{E_{1k}^2}{E_{10}^2} = P'_{h0} \frac{I_{2k}^{2/2}}{E_{10}^2},$$

где E_{10} — э. д. с. статора при холостом ходе.

При построении диаграммы токи холостого хода и короткого замыкания откладываются в масштабе по данным непосредственного измерения. Центр круга (рис. 1) определяется известным способом — как точка пересечения перпендикуляра

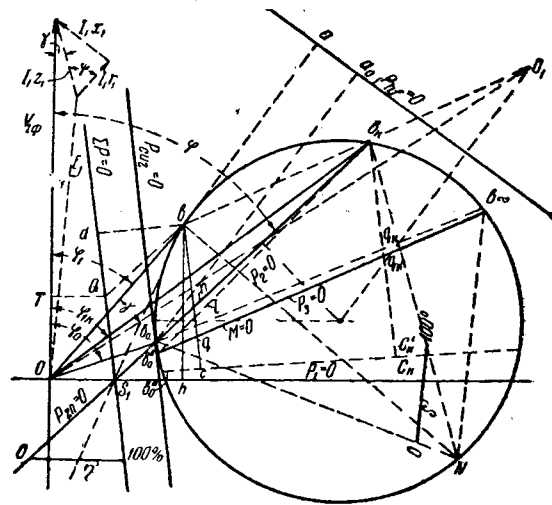


Рис. 1

к середине отрезка $b_0 b_k$ с горизонталью, проведенной через середину вертикального отрезка между точкой b_0 и вектором тока короткого замыкания Ob_k [1].

Нанесение линий мощностей в диаграмме рис. 1 удобнее начать с линии потерь в железе статора $P_{hf} = 0$, так как это позволит определить P_{hfk} для дальнейших построений.

Как известно, потери в железе статора $P_{hf} = m_1 E_{1g}^2$, поэтому для нанесения линии этих потерь необходимо определить в диаграмме отрезок, пропорциональный E_1 , для чего следует повернуть вектор приложенного напряжения $U_{1\phi}$ диаграммы (рис. 1) на угол

$$\phi = \arctg \frac{x_1}{r_1}$$

по часовой стрелке [3], повернуть затем его на 180° , поместив конец в начало координат; тогда ток I_1 будет совпадать с $I_1 z_1$, а между $U_{1\phi}$ и $I_1 z_1$ будет тот же угол γ , как и в векторной диаграмме напряжений. Так как падение напряжения $I_1 z_1$ выражено в масштабе тока, то повернутый вектор $U_{1\phi}$ откладывается в том же масштабе

$$OO_1 = \frac{U_{1\phi}}{z_{1k1}}$$

и э. д. с.

$$\frac{E_1}{z_{1k1}}$$

изобразится отрезком $O_1 b$ в масштабе тока.

Линия потерь в железе $P_{hf} = 0$ в этом случае является полуполярной точки O_1 относительно круга тока. Тогда потери в железе статора $P_{hf} = ab$. Масштаб этих потерь:

$$k_{жс} = \frac{P_{hf0}}{a_0 b_0} \text{ [W/cm]}.$$

Для измерения других мощностей удобно пользоваться единым масштабом

$$k = m_1 U_{1\phi} k_i \text{ [W/cm]},$$

где k_i — масштаб тока в амперах, $U_{1\phi}$ — фазное напряжение сети, m_1 — число фаз.

Потребляемая мощность пропорциональна ординате точки круга $P_i = bh$.

Для нанесения линии электромагнитной мощ-

ной будет определяться равенством

$$b_0 b_0'' = \frac{P_{h0}' + P_{cu,0} + P_{cu,0}}{k_i U_1},$$

где $P_{cu,0}$ — потери в меди ротора при синхронном холостом ходе, определяемые опытом.

Кроме того, на диаграмме рис. 2 линия электромагнитной мощности $P_s = 0$ не совпадает с линией моментов $M = 0$, так как момент вращения однофазного двигателя зависит от числа оборотов ротора и при пуске равен нулю. Поэтому линия моментов есть кривая, которая может быть построена по точкам, определяемым из уравнения:

$$M = \frac{P_2}{\omega_1 (1 - s)}. \quad (3)$$

Если в многофазном двигателе отношение $\frac{P_2}{P_s}$ пропорционально числу оборотов ротора —

$$\frac{P_2}{P_s} = (1 - s),$$

то в однофазном оно приблизительно пропорционально квадрату числа оборотов

$$\frac{P_2}{P_s} = (1 - s)^2,$$

поэтому шкала скольжения в диаграмме однофазного двигателя является квадратичной шкалой числа оборотов ротора $(1 - s)^2$ [2].

Таким образом при одном и том же скольжении потери в меди ротора однофазного двигателя относительно больше, чем многофазного.

Круговая диаграмма рис. 2 построена для четырехполюсного однофазного двигателя типа ОК-40, 40W, 110V, 2,1A с учетом указанных особенностей. Результаты, полученные из диаграммы и опыта, приведены в таблице.

Потребляемая мощность, W	Потребляемый ток, A		Полезная мощность, W		Момент вращения, kgm		К. п. д., %		Скольжение, %		Коэффициент мощности	
	опыт	диаг.	опыт	диаг.	опыт	диаг.	опыт	диаг.	опыт	диаг.	опыт	диаг.
72	2,00	2,01	9,1	9,9	0,006	0,009	12,6	15,0	1,3	0,67	0,327	0,325
87	2,00	2,04	22,7	23,3	0,015	0,0178	26,2	27,0	2,0	2,0	0,395	0,385
107	2,10	2,10	36,6	40,0	0,024	0,028	34,0	37,0	4,0	3,3	0,455	0,455
112	2,12	2,12	39,7	44,0	0,027	0,031	35,4	39,0	4,6	4,0	0,480	0,480
125	2,18	2,19	47,6	52,8	0,033	0,035	38,2	42,0	6,7	5,3	0,520	0,518
135	2,23	2,25	51,8	59,0	0,036	0,042	38,4	43,0	7,0	6,7	0,550	0,545

Таблица показывает, что при одной и той же потребляемой мощности диаграмма дает значения: полезной мощности, момента вращения и к. п. д. на 10—15%, а тока на 0,5—7,0% выше опытных.

Литература

1. E. Arnold, Wechselstromtechnik. B. I, S. 211.
2. К. А. Круг, Бесколлекторные асинхронные двигатели. Изд. Кубуч, 1928 г., стр. 266, 269.
3. М. Видмар, Теория и работа электрических машин. Гостехиздат, 1930 г., стр. 120.
4. О. Брагстад, Теория машин переменного тока. Изд. Кубуч, 1933 г., стр. 296, 300, 309—310.

НОВЫЕ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Вольтамперные характеристики дерева

М. М. Некрасов, С. Л. Зайенц

Лаборатория им. А. А. Смурова Ленинградского электротехнического института

В процессе испытаний¹ дерева было установлено, что импульсный разряд вдоль волокон может идти или по наружной поверхности или через толщу древесины вдоль волокон дерева.

Внутренний разряд происходит при более низком напряжении, чем разряд по наружной поверхности, причем величина разрядного напряжения зависит от влажности древесины и от ее строения, т. е. величины годовичных колец, плотности и т. д.

При достаточной плотности древесины разряд, происходящий внутри древесины, прекращается с уменьшением напряжения до некоторой определенной величины, зависящей от породы дерева и размеров образца. Такой разряд характеризуется следующими двумя параметрами: 1) напряжением начала разряда (разрядное напряжение), 2) напряжением, при котором разряд прекращается (напряжение гашения). Эти две величины являются также характерными для вентиляльных разрядников (например Autovalve).

В связи с последним фактом было проведено исследование вольтамперных характеристик дерева, так как предпо-

лагалось этим внести дополнительную ясность в наши представления о природе разряда в дереве вдоль волокон.

Испытаниям подвергались образцы сосны, березы и дуба диаметром от 10 до 28 см и длиной от 1,5 до 100 см.

Методика. Схема осциллографирования вольтамперных характеристик дерева приведена на рис. 1. Зажигание генератора импульсов и автоматической схемы катодного осциллографа производилось от промежуточного контура. Запоздывание при зажигании генератора регулировалось сопротивлением R_z и емкостью C_z . Зажигание автоматической схемы осциллографа осуществлялось через емкостный делитель напряжения, состоящий из емкостей C_3 и C_4 . Запоздывание при зажигании автоматической схемы регулировалось величиной разрядного сопротивления r .

Напряжение на образце измерялось шаровыми разрядниками $d = 100$ см, $d = 12,5$ см. Эти измерения являлись контрольными, так как величина напряжения определялась также по осциллограмме.

Ток, протекающий через разрядник, определялся следующим образом: зная чувствительность k (V/cm) отклоняющих пластин осциллографа и отклонение катодного луча по оси абсцисс (ось тока) x (см), находим напряжение, приложенное к пластине, как произведение

$$kx = E \text{ [V]}.$$

Это напряжение, согласно схеме осциллографирования,

¹ Статья является частью работы, выполняемой в лаборатории высокого напряжения им. проф. Смурова, по изучению изоляционных свойств дерева при импульсах и промышленной частоте.

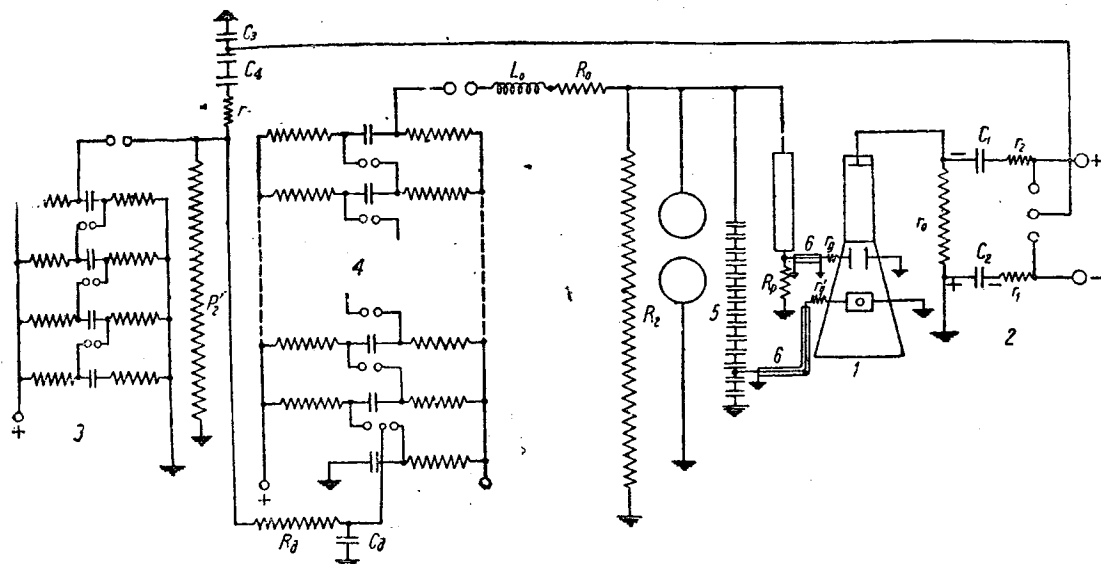


Рис. 1. Схема осциллографирования разрядных характеристик:

1 — катодный осциллограф; 2 — автоматическая схема осциллографа; 3 — промежуточный контур для зажигания генератора импульсов и автоматической схемы; 4 — генератор импульсов; 5 — емкостной потенциометр; 6 — кабель $l = 3$ м

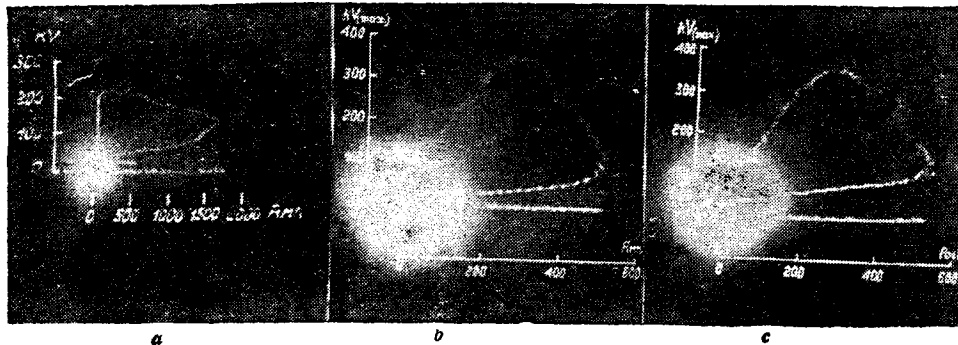


Рис. 2. Вольтамперные характеристики разряда:

a — в воздухе при $S = 30$ см; b (для дуба) и c (для сосны) — вдоль волокон при длине образца $l = 50$ см

являлось падением напряжения на безиндукционном сопротивлении R_p , включенном последовательно с разрядником

$$E = IR_p.$$

Так как в процессе испытаний образцы просыхают, влажность древесины, из которой были взяты образцы, измерялась дважды — до и после испытаний. Процент влажности определялся по отношению к абсолютному сухому дереву из соотношения

$$\frac{a - b}{b} 100,$$

где a — вес сырого образца, b — сухого.

Вольтамперные характеристики. Из осциллограмм рис. 2 видно, что при одном и том же расстоянии между электродами характеристики значительно различаются величиной максимального напряжения и напряжения гашения, причем величина напряжения гашения меняется в зависимости от диаметра отверстий, в которых происходит разряд. Сосна имеет наименее плотную древесину и характер разряда вдоль волокон ее древесины больше всего приближается к разряду в воздухе. Для дуба, обладающего более плотной древесиной и, следовательно, меньшим диаметром капилляров, форма вольтамперной характеристики больше всего приближается к характеристике разряда в пористой массе с очень малым диаметром пор (масса разрядника Autovalve). Зависимость напряжения гашения от диаметра капилляров, по данным² Slepian, Tanberg и Krause, выражается кривой рис. 3.

² Slepian, Tanberg and Krause, Theory of a New Valve Type Lightning Arrester Trans. A. I. E. E., Vol. 49, Jan. 1930.

Влияние влажности образца. При высыхании образца напряжение увеличивается и одновременно несколько возрастает и напряжение гашения. Очевидно, при быстрой влажности образца (в процессе капиллярного испарения) место начальной ионизации, от чего и происходит значительное снижение напряжения гашения.

На рис. 4 приведены вольтамперные характеристики образцов длины $l = 100$ см при различной влажности древесины (см. табл.).

Величина напряжения гашения для одной и той же породы дерева, как видно из приведенной таблицы, в основном зависит от влажности образца, увеличиваясь одновременно с увеличением длины его. Из данных таблицы можно производить точные расчеты напряжения вследствие неоднородности влажности

образцов, взятых для испытаний. Однако полученные результаты для образцов различных длин от 10 до 100 см позволяют считать, что для одной и той же породы дерева напряжение гашения пропорционально длине образца. Правда, для малых длин образца (особенно для менее плотной древесины) возможно распространение основного разряда либо по сердцевине, либо по радиальным трещинам, образующимся при просыхании древесины, длина которых может достигать длины образца. При испытании образцов, склеенных из досок с трещинами и без сердцевины, явление гашения можно было отметить даже на образцах длины $l = 2-3$ м.

Вольтамперные характеристики образцов дуба различных длин $l = 1,5 \div 100$ см приведены на рис. 5.

Для различных пород древесины различно как напряжение гашения, так и напряжение на образце. С уменьшением диаметра каналов древесины увеличивается напряжение гашения, т. е. форма характеристики по форме больше приближается к разряду в пористой массе с очень малым диаметром пор. При этом следует отметить, что при разряде вдоль волокон внутри образца изолирующая способность дерева не только не страдает, а даже улучшается, т. е. разряд в одном и том же месте не повторяется. Видимо, это объясняется тем, что разряд, проходя

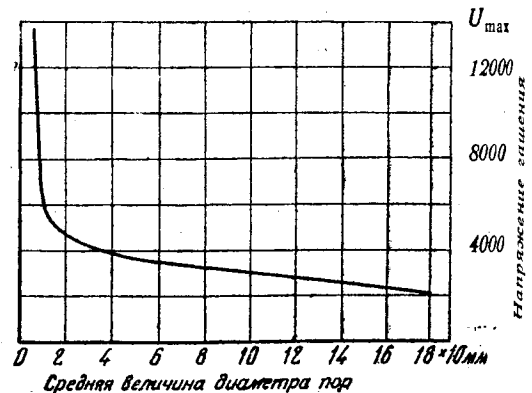
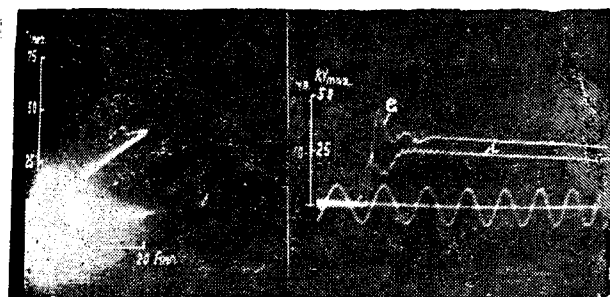
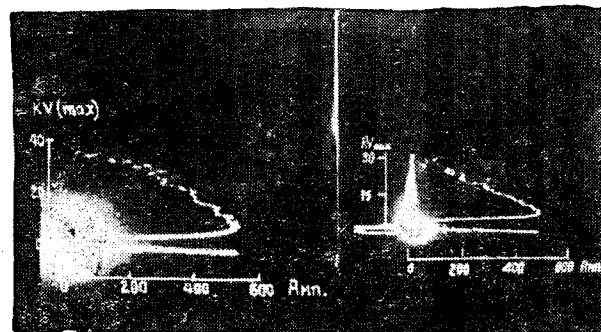


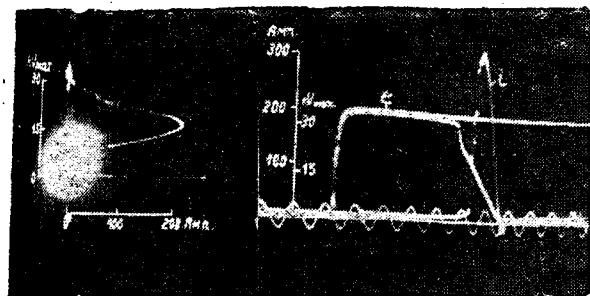
Рис. 3. Зависимость между напряжением гашения и средней величиной диаметра пор



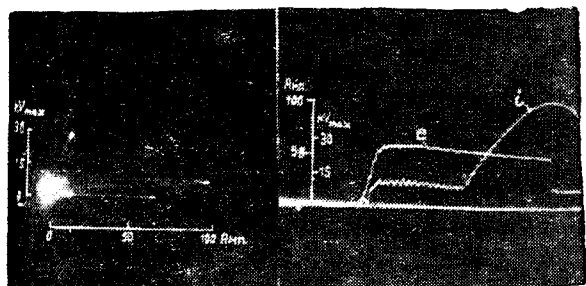
a



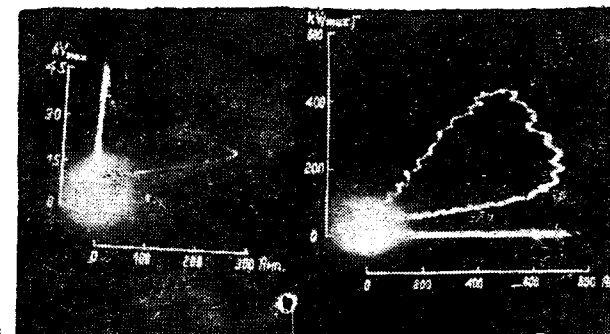
б



б

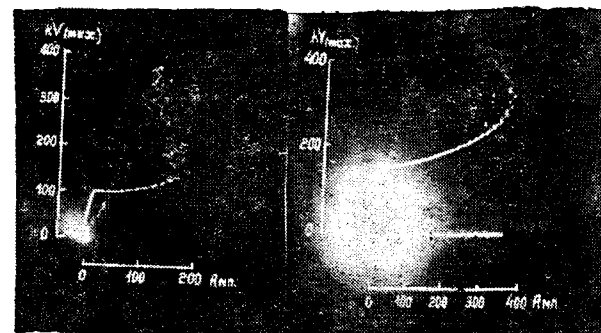


с



с

д



е

ф

Рис. 4. Вольтамперные характеристики волны тока и напряжения образцов дерева $l = 10$ см:
а и б — сосна при влажности, соответственно около 75% и 25%; с — дуб, влажность 25%

по группе капилляров древесины, высушивает их, вследствие чего изолирующая способность капилляров повышается и разряд происходит в другом месте.

Полученные нами характеристики различных пород дерева по своему виду можно разделить на две группы.

Рис. 5. Вольтамперные характеристики образцов дуба различной длины:

а — для $l = 1,6$ и $l = 1,2$ см соответственно; б, с, д, е и ф — для l , равного 5, 10, 50, 100 и 100 см соответственно

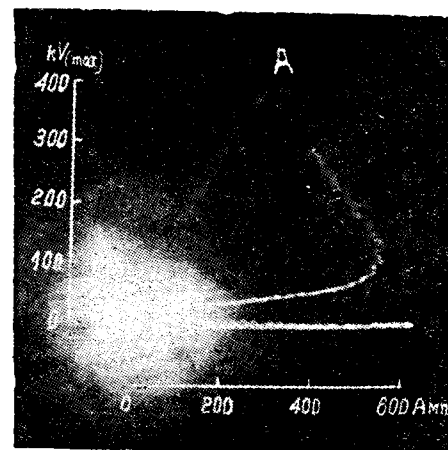
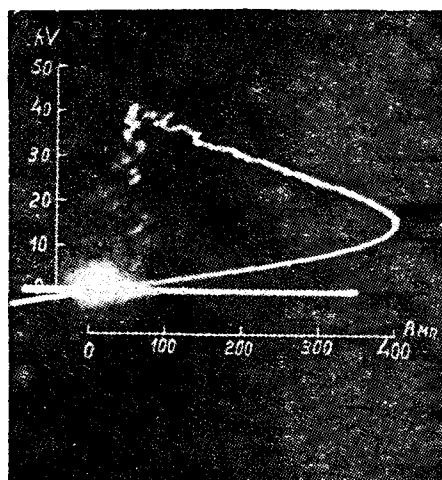
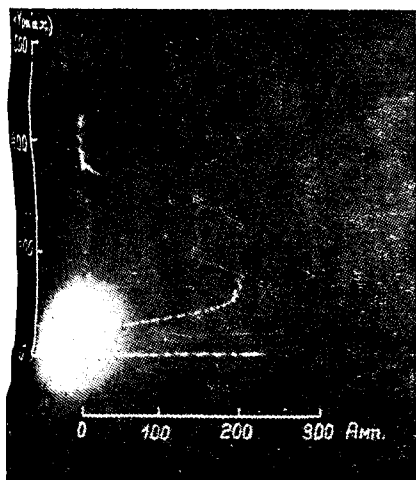


Рис. 6а. Вольтамперная характеристика сухого дерева (влажность 25%); разряд на хвосте волны

Рис. 6б. Вольтамперная характеристика сухого дерева (влажность 25%); разряд на фронте волны

Рис. 7. Вольтамперная характеристика дерева (влажность 70%)

Длина образца l , см	Напряжение на образце, kV			Напряжение гашения, kV			Ток, А		
	сосна	береза	дуб	сосна	береза	дуб	сосна	береза	дуб
10	35 —	75 75	45 72	6,6 —	3 3,75	6,9 7,8	225 —	800 800	300 775
50	300 400	352 —	350 425	24 28,4	25 —	44 66,5	320 600	550 —	600 750
100	390 460	400 555	380 555	36,6 31,4	36 61,5	114 147,5	250 260	200 400	200 400

К первой относятся характеристики дерева достаточно сухого (влажностью до 25%), осциллограммы которых приведены на рис. 6. Характеристики рисунка различаются тем, что в одном случае процесс разряда в дереве начался на хвосте волны, во втором — на фронте ее. Ко второй группе принадлежат характеристики, полученные для дерева с боль-

шим содержанием влаги — влажность до 70%. Одна из полученных нами соответственно этому случаю осциллограмм приводится на рис. 7.

Здесь, вследствие большой проводимости, начальный ток характеристики имеет при значительном токе вид прямой (т. е. процесс идет согласно закону Ома), и лишь в точке начинается разряд.

Из приведенных выше характеристик дерева можно представить следующую вероятную картину разряда в дереве вдоль волокон.

Дерево представляет собой систему параллельных капиллярных сосудов, разделенных древесиной.

При возникновении разрядов последние идут по капиллярам, так как, по видимому, электрическая прочность в значительно ниже, чем для самой древесины, что подтверждается также и различными значениями электрической прочности дерева вдоль и поперек волокон.

Отсюда следует, что вольтамперная характеристика разряда в дереве вдоль волокон должна зависеть от диаметра капилляров и заполняющей их среды, т. е. дерево вдоль волокон в некоторой степени обладает вентильными свойствами, и возможно, что на этом принципе можно построить разрядник для защиты от перенапряжений. Из имеющихся материалов следует, что наилучшими породами дерева (из испытанных) являются для этой цели дуб и бук.

Нагрузочные диаграммы асинхронных и шунтовых двигателей постоянного тока

В. К. Попов

Ленинградский индустриальный институт

Для построения нагрузочных диаграмм шунтового двигателя постоянного тока и асинхронных двигателей с кольцами необходимо решить уравнение движения привода вида:

$$M_d \pm M'_{st} = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{dn}{dt} = -\frac{GD^2}{375} n_0 \frac{ds}{dt}. \quad (1)$$

Ниже рассматриваются все случаи решения этого уравнения при $M'_{st} = \text{const}$ ¹. Вопрос излагается в простейшем виде, без детального учета так называемых чисто электрических „переходных режимов“, т. е. без учета влияния индуктивности на вращающийся момент. При этом момент двигателя пропорционален скольжению — $M_d = cs_d$.

Задача разбирается применительно к случаю неизменного сопротивления в цепи якоря машины постоянного тока или в цепи ротора асинхронного двигателя. В последнем типе двигателя предполагается введенным в цепь ротора такое сопротивление, при котором механическая характеристика двигателя остается прямой линией. Излагаемые выводы пригодны и для многоступенчатого пуска² двигателей, только в этом случае для каждой ступени сопротивления нужно оперировать с особой постоянной времени механической инерции

$$B = \frac{GD^2 n_0}{375 M_N} s_N.$$

Механическая характеристика. Механическая характеристика изучаемых двигателей $M_d = f(n)$ при некотором добавочном сопротивлении в цепи якоря (ротора) представлена на рис. 1. При числе оборотов в минуту машины $n > n_0$ машина работает генератором (шунтовым или асинхронным) с рекуперацией энергии. С точки зрения привода это будет тормозный режим. При $n_0 > n > 0$ (или при $1 > s > 0$) машина работает в качестве двигателя. При n отрицательном и $\infty > s > 1$ машина работает в режиме противовключения или, иначе говоря, в режиме электромагнитного тормоза. Несколько особое положение занимает режим динамического торможения привода (работа генератором на сопротивление), хотя он также охватывается урав-

нением (1). Однако характер изменения тормозного момента двигателя здесь отличен от режимов рекуперации или противовключения, хотя прямолинейность характеристики момента в шунтовом двигателе остается (рис. 1). При противовключении и рекуперации $M_d = cs_d$. При динамическом торможении скольжение s , из-за отсутствия напряжения сети U , для шунтовой машины не имеет физического смысла. Здесь $M_d = c'n$.

Что же касается асинхронной машины, то в ней чисто генераторная работа на сопротивление вследствие наличия индуктивности уже не придает механической характеристике шунтового (прямолинейного) характера. Характеристика $M_d = f(n)$ получает обычный для асинхронных машин криволинейный вид. Поэтому режим динамического торможения обобщен с шунтовой машиной быть не может.

Возможные режимы работы. 1. Режимом I мы называем работу двигателей при положительном статическом моменте нагрузки в случаях: а) ускорения двигателя при мгновенном уменьшении постоянного статического момента $M_{к1}$ до другого постоянного значения $M_{к2}$; б) при пуске его в ход под статическим моментом M_k ; в) замедления двигателя при мгновенном увеличении момента от $M_{к2}$ до $M_{к1}$.

Режим I характеризуется тем, что момент двигателя M_d в нем всегда будет положительным, хотя M_d может быть и больше M_k (при пуске и ускорении) и меньше его (при

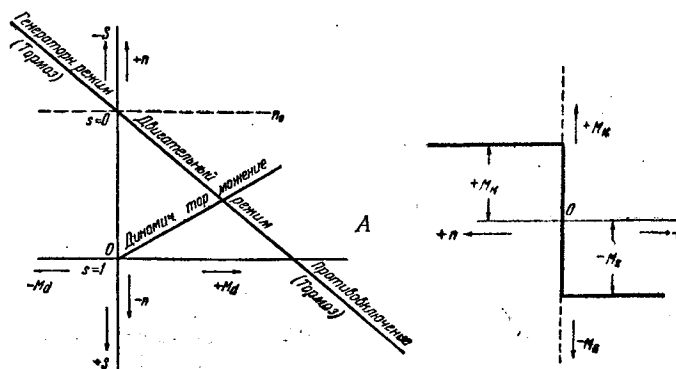


Рис. 2

¹ В дальнейшем вместо M'_{st} будем писать M_k .

² Статья автора, „Электричество“ № 1 — 2, 1929.

мислении двигателя). Во всех указанных случаях мы имеем одно и то же уравнение движения привода:

$$M_d - M_k = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{dn}{dt} = - \frac{GD^2}{375} n_0 \frac{ds}{dt}. \quad (2)$$

При этом двигатель повышает или снижает свою скорость вращения, идя вверх или вниз по механической характеристике рис. 1 в пределах от $n=0$ до $n=n_0$ или от $s=1$ до $s=0$.

II. Режим II охватывает область работы двигателей в режиме противовключения при положительном статическом моменте нагрузки, т. е. от некоторого отрицательного значения скорости ($-n$) до $n=0$. Момент двигателя в этом случае одинаково направлен с M_k . К составлению уравнения движения привода можно подойти двояким образом. Полагая, что знак статического момента M_k не изменился (привод вращается в ту же сторону), мы должны взять M_d уже с отрицательным знаком. Однако в этом случае для двигателя скорость следует рассматривать отрицательной. Уравнение будет:

$$-M_d - M_k' = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{dn'}{dt} = + \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{d(-n)}{dt} \quad (3)$$

$$M_d + M_k = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{dn}{dt}. \quad (4)$$

К уравнению (4) можно прийти иначе. Мы можем характеризовать M_d скольжением s_d . При переключении двигателя на отрицательную скорость скольжение остается положительным, положительным остается и M_d . Но так как в режиме противовключения M_k действует согласно с M_d , необходимо в уравнении (2) изменить знак перед M_k и уравнение получит вид (4). Таким образом в уравнении (2) при переходе от одного направления вращения привода к другому мы должны считать M_k меняющимся (рис. 2) от $+|M_k|$ до $-|M_k|$. Этот режим противовключения продолжается до $n=0$, когда двигатель, если он не будет отключен от сети, переходит на режим I.

III. Режимом III мы называем пуск и работу двигателя при отрицательном статическом моменте нагрузки при моменте двигателя, суммирующемся со статическим моментом нагрузки. Оба эти момента вместе вызывают ускорение двигателя (табл. 1). Уравнение (1), естественно, приобретает вид:

$$M_d + M_k = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{dn}{dt}. \quad (4)$$

Двигатель при этом ускоряется по его механической характеристике от точки A до точки n_0 и далее до тех пор, пока отрицательный статический момент нагрузки не будет скомпенсирован генераторным моментом двигателя.

При переходе в режим рекуперации уравнение не меняется по следующим причинам. Если выражать момент двигателя через скольжение ($M_d = cs$), то при переходе через n_0 мы получим автоматическое изменение знака момента M_d за счет изменения знака скольжения на обратное (рис. 1),

так как $s = \frac{n_0 - n}{n_0}$. Таким образом если выражать M_d через







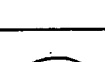
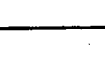


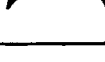



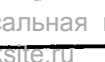
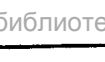
s , то уравнение (4) останется общим и для генераторного режима, который осуществляется лишь при отрицательной статической нагрузке. Генераторный режим с рекуперацией может быть также получен при изменении n_0 за счет тока возбуждения двигателя ($U = sn_0\Phi_d'$) в нормальном шунтовом двигателе благодаря изменению напряжения генератора при системе Леонарда ($U' = sn_0''\Phi_d''$) или за счет изменения числа полюсов в асинхронном двигателе.

IV. Режим IV охватывает противовключение двигателя при отрицательном статическом моменте нагрузки. Уравнение движения привода получим, рассматривая момент двигателя и скорость отрицательными и присваивая статическому моменту знак, обратный по сравнению с тем, который он имеет в равенстве (3):

$$M_d - M_k = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{dn}{dt}. \quad (5)$$

Таблица поясняет проанализированные режимы.

Направление вращающих моментов в различных режимах работы электропривода

Статический момент нагрузки	Режим	Характеристика режима	Момент двигателя	Статический момент	Скорость	Скольжение
Положительный	I	Правое направление вращения . .			+	+
		Левое направление вращения . .			+	+
Отрицательный	II	Противовключение			-	+
					+	+
	III	Разгон до $n = n_0$			+	+
		При $n > n_0$			+	-
	IV	Противовключение			-	+
					+	+

Решение уравнения движения привода. Математические выкладки будут проще, если мы решим уравнение, принимая за переменную s . Заменяя в обобщенном уравнении (1)

$$M_d \pm M_k = -\frac{GD^2}{375} n_0 \frac{ds_d}{dt},$$

$$M_d = cs_d$$

$$M_k = cs_k,$$

$$c = \frac{M_N}{s_N}$$

где

и интегрируя его, получаем:

$$\ln(s_d \pm s_k) - \ln k = -\frac{1}{B} \cdot t. \quad (6)$$

Здесь B — постоянная времени механической инерции электропривода, а $\ln k$ — постоянная интегрирования, определяющаяся начальными условиями.

При $t = 0$

$$s_d = s_k \text{ (начальное скольжение)}$$

$$\ln k = \ln(s_k \pm s_k).$$

Подставляя значение постоянной интегрирования и умножая обе части равенства (6) на $c = \frac{M_N}{s_N}$, получаем два значения вращающего момента:

$$M_d = +M_k + (M_N - M_k) e^{-\frac{t}{B}}, \quad (7)$$

$$M_d = -M_k + (M_N + M_k) e^{-\frac{t}{B}}, \quad (8)$$

где M_N — начальный момент.

Анализ решения. Полученное решение охватывает все возможные режимы работы двигателей, кроме динамического торможения.

Для режима I уравнение (7) дает условия ускорения и замедления при изменении одного значения постоянного статического момента M_{k1} на другое M_{k2} ; в частности, оно определяет условия работы асинхронного двигателя с колесами и шунтового двигателя на неререверсивном прокатном стане. В последнем случае при появлении момента прокатки M_k после длительного холостого хода с моментом M_0 уравнение приобретает вид:

$$M_d = M_k \left(1 - e^{-\frac{t}{B}}\right) + M_0 e^{-\frac{t}{B}}. \quad (7')$$

Момент двигателя M_d и его скольжение s_d асимптотически стремятся, соответственно, к M_k и s_k . При исчезновении момента прокатки

$$\begin{aligned} M_d &= M_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{B}}\right) + M_N e^{-\frac{t}{B}} = \\ &= M_0 + (M_N - M_0) e^{-\frac{t}{B}}. \end{aligned} \quad (7'')$$

Двигатель стремится к моменту M_0 со скольжением s_0 . При пуске двигателя в ход под статическим моментом M_k мы имеем тот же режим ускорения, что и в уравнении (7''):

$$M_d = M_k \left(1 - e^{-\frac{t}{B}}\right) + M_N e^{-\frac{t}{B}}. \quad (7''')$$

Уравнение (7''') соответствовало бы случаю безреостатного пуска (без учета влияния индуктивности). При пуске под реостатом мы будем иметь ряд уравнений вида (7'''), только для каждой ступени будет своя постоянная времени механической инерции

$$B_x = \frac{GD^2 n_0}{375 M_N} s_{Nx}$$

Теоретически двигатель дойдет до $M_d = M_k$ по истечении бесконечно-долгого времени. Практически время пуска будет равно $(4 \div 5) B_m$, где B_m — некоторое среднее значение из всех B_x разных ступеней реостата.

Рассмотрим режим II противовключения при M_N поло-

жительном. В этом случае момент M_d выражается уравнением (8) и скольжения:

$$s_d = -s_k \left(1 - e^{-\frac{t}{B}}\right) + s_N e^{-\frac{t}{B}}.$$

Сразу после переключения на этот режим двигатель имеет момент M_N и скольжение s_N . Под влиянием совместного тормозного действия моментов двигателя и статического момента нагрузки скольжение двигателя уменьшается. Привод достигнет скорости $n = 0$, и стало быть

$$s_d = 1 = -s_k \left(1 - e^{-\frac{t_1}{B}}\right) + s_N e^{-\frac{t_1}{B}}.$$

Отсюда находим, что время затормаживания двигателем $s = s_N$ до $s = 1$

$$t_1 = B \ln \frac{s_k + s_N}{1 + s_k}. \quad (11)$$

После остановки двигателя уравнение (8) для разгона в другую сторону (с отрицательным знаком перед s_k или M_k) неприменимо, так как оно выведено для согласного действия M_d и M_k , а после $n = 0$ статический момент по отношению к M_d нужно рассматривать с другим знаком. Однако, что при $s \leq 1$ противовключение прекращается и мы имеем двигательный режим I, рассмотренный ранее.

При включении двигателя на движущий момент с отрицательным (движущим) моментом нагрузки получаем те же уравнения для M_d и s_d , что и в предыдущем случае. Для режима III мы должны проанализировать уравнения в той области, которую мы не могли использовать при анализе предыдущего режима, так как там при переходе через $s_d = 1$ знак статического момента относительно M_d изменился и обратный. Согласное действие M_d и M_k при $s < 1$ мы имеем как раз при отрицательном моменте нагрузки и двигательном режиме двигателя. Равенство (8) показывает, что момент стремится к устойчивому отрицательному скольжению ($-s_k$) в генераторном режиме (с рекуперацией энергии), при котором отрицательный момент нагрузки будет уравновешен генераторным (тормозным) моментом двигателя. Переход через синхронную скорость или через число оборотов в минуту идеального холостого хода произойдет по истечении времени t_2 от момента, соответствующего $n = 0$. Время получим из уравнения

$$s_d = 0 = -s_k \left(1 - e^{-\frac{t_2}{B}}\right) + 1 \cdot e^{-\frac{t_2}{B}}, \quad (12)$$

откуда

$$t_2 = B \ln \frac{s_k + s_N}{s_d + s_k} = B \frac{s_k + 1}{s_k}. \quad (13)$$

Установившийся режим теоретически будет достигнут при $t = \infty$, практически по истечении $t = (4 \div 5) B$ после переключения за n_0 . Если в режимах II и III у нас будут встречаться сопротивления в цепи якоря машины, то при том же виде уравнения мы должны оперировать с несколькими значениями постоянных B_x .

При отрицательном статическом моменте нагрузки и противовключении (режим IV), согласно уравнению (7), момент

$$M_d = M_k \left(1 - e^{-\frac{t}{B}}\right) + M_N e^{-\frac{t}{B}}.$$

При этом могут быть два случая, как и в режиме I: если $|M_N| > |M_k|$, то двигатель будет замедляться до восстановления равновесия между M_N и M_k ; при $|M_N| < |M_k|$ двигатель будет ускоряться опять-таки до восстановления равновесия. В обоих случаях равновесие достигается при $s_d = s_k$ через время t_3 , практически равное $(4 \div 5) B$, причем s_k может быть (первый случай) больше s_N и меньше его (второй случай).

Упрощенное построение нагрузочных диаграмм. Изложенного видно, что во всех случаях получается один и тот же закон изменения M_d и s_d . Положим, что для нормального двигательного режима некоторого электропривода мы построили экспоненциальные кривые M_d и s_d и (для удобства пользования) их зеркальные изображения⁸. Можно ли этим шаблоном пользоваться для других режимов?

⁸ См. сноску 2, а также книгу автора „Применение двигателей в промышленности“, ч. 1, стр. 41—44, 218—221.

Принципиально это возможно, но неудобно. В самом деле, так как при переходе от одного режима к другому меняется сопротивление в цепи якоря (ротора), следовательно, меняется и постоянная B . Та же экспоненциальная кривая может быть сохранена, если мы на ней в соответствии с изменением B будем иметь столько разных масштабов времени, сколько у нас будет значений B . Очевидно, при этом получатся масштабы, неудобные для пользования. Далее, если мы хотим бы построить полные нагрузочные диаграммы, положение, для пуска двигателя, то для каждой ступени пуска мы имели бы свой масштаб времени для экспоненциальной кривой.

Для получения непрерывных кривых $M_d = f(t)$ и $s_d = \varphi(t)$ шаблон оказался бы непригодным.

Если же, кроме изменения масштаба t , применить переменный масштаб для M_d (и s_d), то, вообще говоря, одна экспоненциальная кривая пригодна для всех двигателей (шунтовых и асинхронных с кольцами) любой мощности, с любыми механизмами, имеющими $M_K = \text{const}$. В этом случае кривые должны были бы строиться для значений M_d и s_d в процентах.

Поясним принципиальную возможность использования такой одной общей экспоненциальной кривой для случая пуска в ход на первой ступени пускового реостата. При этом нам задан начальный момент двигателя M_N , статический момент M_K , начальное скольжение s_N и скольжение s_K . Момент двигателя меняется по экспоненциальной кривой от M_N до M_K , асимптотически приближаясь к M_K . Кривая M_d в процентах (рис. 3) дает закон изменения M_d при масштабе времени, соответствующем величине B для данного случая. Для определения масштаба моментов поступаем так: принимаем

$(M_N - M_K)$ в kgm за 100%, отсюда находим масштаб кривой M_d . Кривая AB , очевидно, показывает изменение избыточного момента $(M_d - M_K)$.

Для нахождения кривой скольжения поступаем аналогично. Принимаем ось абсцисс за линию s_K . Тогда $A'B'$ будет кривая скольжения. Масштаб ее найдем, приняв 100% скольжения за $(s_N - s_K)$ или за $(1 - s_K)$, так как $s_N = 1$.

Если бы мы захотели воспользоваться шаблоном для второй ступени, то за 100% момента пришлось бы принять $(M'_N - M_K)$, где M'_N — новое начальное значение момента. Для скольжения за 100% пришлось бы принять значение $(s'_N - s'_K)$, где s'_N — новое начальное скольжение; меньшее единицы. Кроме того, одновременно с изменением s_N изменилось бы и B , и получился бы другой масштаб времени.

Очевидно, что в таких условиях пользование одним и тем же шаблоном для разных двигателей разных мощностей и разных режимов одного двигателя нецелесообразно, так как оно не дает никаких преимуществ в отношении выигрыша времени, а точность снижает.

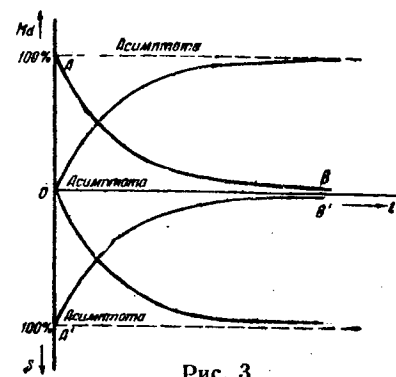


Рис. 3

Влияние насыщения генератора на переходные режимы двигателя

Д. П. Морозов
МЭИ

ГЕНЕРАТОРЫ, обслуживающие реверсивные двигатели прокатных станов, выполняются с намагничивающей характеристикой прямолинейной или почти прямолинейной вплоть до номинального напряжения. В наших предыдущих исследованиях, касавшихся переходных процессов в машинах электропривода прокатных станов, мы принимали это положение за основу. Однако для некоторых установок генераторы могут быть сконструированы с известным насыщением. Кроме того, исследование влияния насыщения на переходные процессы в машинах, управляемых по системе Леонардо, представляет особый интерес, так как, помимо электропривода блюмингов и слябингов, эта схема применяется и для целого ряда других ответственных приводов.

На рис. 1 дана характеристика намагничивания генератора, причем его номинальное напряжение E_{0N} лежит в области некоторого насыщения (точка a). Продолжим прямолинейную часть характеристики за колено (точка d) до пересечения ее в точках b и c с абсциссой и продолжением ординаты точки E_{0N} .

Обозначим: $I_{m\mu}$ — ток возбуждения, соответствующий точке b ; E'_0 — э. д. с. генератора при токе $I_{m\mu}$ и прямолинейной характеристике и положим:

$$\frac{E'_0}{E_{0N}} = \frac{I_{m\mu}}{I_{m\mu}} = \mu.$$

μ мы будем называть коэффициентом учета насыщения. При включении обмотки возбуждения генератора на напряжение $U_{m\mu}$, соответствующее установившемуся току $I_{m\mu}$, ток возбуждения и э. д. с. генератора изменялись бы до точки d согласно уравнениям:

$$i_m = \mu I_{m\mu} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}} \right) \quad (1)$$

$$e = \mu E_{0N} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}} \right), \quad (2)$$

где T_m — постоянная времени обмотки возбуждения для прямолинейной части характеристики.

Если бы генератор в действительности обладал построенной нами прямолинейной характеристикой, то для достижения той же установившейся э. д. с. E_{0N} нужно было бы обмотку возбуждения включить лишь на напряжение $U_{\mu K}$. В этом случае ток и э. д. с. изменялись бы по уравнениям, отличным от (1) и (2) лишь тем, что $\mu = 1$. Следовательно, насыщение ускоряет в μ раз нарастание э. д. с. генератора.

Таким образом эффект насыщения совершенно идентичен форсировке поля генератора, осуществляемой путем закорачивания форсировочного сопротивления, включаемого последовательно с обмоткой возбуждения (рис. 2).

Повысим напряжение возбуждения в α_0 раз и произведем включение (рис. 2). Вместо уравнений (1) и (2) мы должны теперь написать:

$$i_m = \mu \alpha_0 I_{m\mu} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}} \right) = \alpha I_{m\mu} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}} \right); \quad (3)$$

$$e = \mu \alpha_0 E_{0N} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}} \right) = \alpha E_{0N} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}} \right); \quad (4)$$

$$\mu \alpha_0 = \alpha. \quad (5)$$

Здесь коэффициент μ учитывает форсирование нарастания э. д. с. благодаря насыщению, а α_0 за счет увеличения прикладываемого к обмотке возбуждения напряжения.

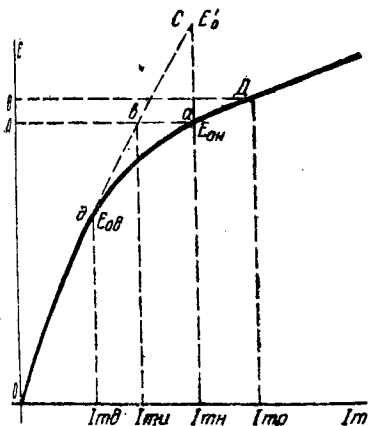


Рис. 1

Вологодская областная универсальная научная библиотека

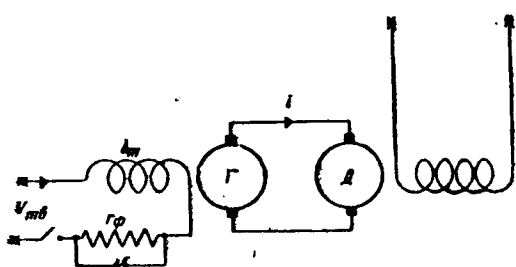


Рис. 2

α — действительный коэффициент форсировки¹. Его величина определяет количественное протекание переходных процессов. α_0 — расчетный коэффициент форсировки. Исходя из его величины, должны быть установлены все сопротивления в цепи обмотки возбуждения. Очевидно, что

$$\alpha_0 = \frac{U_{mb}}{U_{mn}} = \frac{I_{m\max}}{I_{mn}}. \quad (6)$$

Таким образом и для насыщенных генераторов можно для значений, лежащих до колена характеристики холостого хода, выразить аналитически изменение во времени э. д. с. и принять во внимание степень насыщения генератора.

Попытаемся сейчас разрешить вопрос, как же должны выполняться генераторы — с насыщенной или ненасыщенной характеристикой намагничивания?

Чтобы снизить вес и стоимость, необходимо известное насыщение генератора. Но оно не может быть большим, потому что скорость вращения двигателя регулируется за счет напряжения в пределах от 0 до $\pm 100\%$ номинального значения. Со стороны переходных процессов пускового режима двигателя препятствий к известному насыщению нет. Это непосредственно вытекает из следующих соображений. Насыщение обусловит ускоренное нарастание э. д. с., оцениваемое коэффициентом μ . В связи с этим можно будет уменьшить форсирование, осуществляемое за счет увеличения прикладываемого к обмотке возбуждения напряжения и оцениваемого коэффициентом α_0 , при сохранении неизменным заданного по условиям работы установки действительного коэффициента форсировки α . Правда, при насыщении процесс реверса протекает с несколько большими толчками в главной цепи, так как постоянная времени обмотки возбуждения в начале этого процесса у насыщенных машин будет иметь меньшие значения.

Чтобы полнее подойти к разрешению поставленного вопроса, рассмотрим еще условия работы установки при наличии в схеме автоматического регулятора напряжения.

В наиболее частых случаях преобразовательный агрегат снабжается маховиком и регулятором скольжения. Обороты его при пиках нагрузки могут снижаться на 10—20%. Регулятор напряжения в моменты большого скольжения усиливает возбуждение генераторов, воздействуя на напряжение их возбuditеля.

Можно представить такой режим работы установки, при котором маховик не успеет зарядиться и преобразовательный агрегат длительно работает с большим скольжением. Не исключена также возможность, что этот период большого скольжения совпадет по времени с разгоном прокатного двигателя. В этом случае пуск двигателя будет происходить при увеличенном напряжении возбuditеля. Как повлияет это обстоятельство на величину пускового тока? Для генераторов с ненасыщенной характеристикой снижение числа оборотов преобразовательного агрегата, компенсированное соответствующим и равным по действию подъемом тока

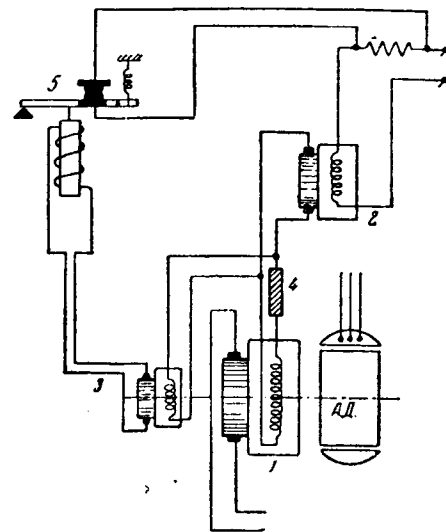


Рис. 3.

1 — главный генератор; 2 — возбuditель; 3 — тахометрический генератор; 4 — регулируемое сопротивление; 5 — контакты регулятора

возбуждения, не окажет никакого влияния на толчок пускового

Это положение не распространяется на генераторы насыщенные. Пусть, что обороты преобразовательного агрегата в силу каких-либо причин (например вследствие изменения частоты сети) снижены в n раз. Регулятор повысит напряжение возбuditеля в n раз, и так как характеристика насыщенная, то несомненно, что $n > m$. При пуске двигателя в ход ток возбуждения будет изменяться по закону:

$$i_m' = \mu \alpha_0 I_{m\mu} n \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}}\right),$$

Величину n можно найти следующим образом. На оси ординат (рис. 3) определяем точку B из соотношения

$$\frac{OB}{OA} = m; \text{ проводим через B параллельно до пересечения с кривой в точке D. Отношение тока возбуждения для точки D — } I_{mp} \text{ к току } I_m \text{ будет равно } n.$$

Регулятор напряжения управляется тахометрической динамо (рис. 3), устанавливаемой на валу преобразовательного агрегата (схемы ХЭТЗ и ГЭО). Надежная и совершенная работа регулятора требует, чтобы характеристики намагничивания главного генератора и тахометрической динамо были подобны. Это положение является доказательством изложенного выше метода определения μ .

Найдем теперь поведение во времени э. д. с. генератора

где α — коэффициент, связывающий э. д. с. и ток возбуждения генератора на прямолинейном участке характеристики и при нормальной скорости вращения агрегата.

Или, согласно (7):

$$e' = \frac{\alpha}{m} i_m',$$

где α — коэффициент, связывающий э. д. с. и ток возбуждения генератора на прямолинейном участке характеристики и при нормальной скорости вращения агрегата.

$$e' = \alpha \cdot \frac{n}{m} E_{0n} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_m}}\right), \quad (9)$$

где $\alpha I_{m\mu} = E_{0n}$.

Таким образом действительный коэффициент форсирования при пуске с пониженной скоростью $\alpha' = \alpha \frac{n}{m}$ возрастает

в $\frac{n}{m}$ раз. Во столько же раз возрастает при пуске двигателя в ход и максимальный ток в главной цепи машин I_{max} , так как он прямо пропорционален коэффициенту форсировки¹.

При сильном насыщении намагничивающей характеристики n может быть значительно больше m , что вызовет недопустимое повышение максимального пускового тока в главной цепи двигателя. Следовательно, если при расчете схем автоматического управления учесть случай пуска при сниженных оборотах преобразовательного агрегата и при увеличении, за счет действия регулятора напряжения, тока возбуждения, то необходимо предусмотреть или заведомо уменьшенную величину пускового тока при обычных условиях, или же поставить требование о прямолинейности намагничивающей характеристики вплоть до величины, равной $E = m E_{0n}$.

Для реверсивных станков с индивидуальным приводом валков, а также для двигателей с двухъякорным исполнением возможно генераторы выполнить с некоторым насыщением, так как у таких установок максимальный толчок тока в главной цепи при пуске невелик вследствие малой величины электромеханической постоянной двигателя стана. Для установок же с общим двигателем большой мощности (например стандартный блюминг с двигателем в 7000 л. с.), где пусковые условия в отношении значения максимального тока тяжелы, нужно иметь прямолинейную характеристику генераторов преобразовательного агрегата.

² См. сноску 1.

¹ См. статьи автора: Аналитическое исследование пуска и разбега двигателя блюминга „Электричество“ № 3, 1935. Теория переходных процессов пускового режима двигателя блюминга, „Бюллетень ВЭИ“ № 3, 1935 и О форсировке возбуждения генераторов прокатных станков, „Электричество“ № 12, 1936.

Круговые диаграммы токов к. з. и напряжений при наличии трансформации

Г. И. Атабеков
Москва

В ОПУБЛИКОВАННОЙ ранее¹ работе автор показал, что, рассматривая омическое сопротивление вольтовой дуги как переменный параметр, можно построить круговые диаграммы, отображающие изменение токов и напряжений. В настоящей статье будет проанализировано построение этих диаграмм для какой-либо точки сети, отделенной от места к. з. трансформацией звезда-треугольник.

Наличие трансформатора с соединением обмоток звезда-треугольник вносит существенные изменения в характер векторных диаграмм токов к. з. и напряжений.

Эта задача имеет практическое значение как для правильного анализа работы защиты в аварийных условиях, так и для теории отдельных схем присоединения реле и выбора в процессе проектирования защиты оптимальных вариантов. Ниже будут рассмотрены (рис. 1) следующие характерные случаи к. з.:

- 1) трех- и двухполюсные к. з. на стороне треугольника, питание со стороны звезды (рис. 1, а);
- 2) трехполюсное, двухполюсное и однополюсное на стороне треугольника, питание со стороны треугольника (б);
- 3) трехполюсное, двухполюсное и однополюсное на стороне звезды, питание со стороны треугольника (с);
- 4) трехполюсное, двухполюсное и однополюсное на стороне звезды, питание со стороны звезды (д).

Подробный вывод формул дан ниже только применительно к случаю 1. Результаты подсчетов для остальных случаев сведены в таблицы.

Формулы для построения круговых диаграмм выведены без учета нагрузочных токов и потерь холостого хода в трансформаторе. За расчетную э. д. с. принято напряжение \dot{U} холостого хода, совпадающее с положительным направлением оси действительных величин.

В то время как диаграммы токов и напряжений со стороны питания не зависят от группы соединения обмоток трансформатора, направление токов и напряжений на вторичной стороне трансформатора находится в прямой зависимости от характера соединения обмоток.

Положение это особенно очевидно в тех случаях (рис. 1, б и д), когда характер векторных диаграмм токов и напряжений с первичной стороны трансформатора всецело определяется только видом повреждения и параметрами системы, питающей трансформатор. Самый же трансформатор оказывается в данном случае включенным за точкой к. з. и, следовательно, влияние его может сказываться лишь на диаграммах напряжений вторичной стороны.

В зависимости от группы соединения обмоток трансформатора, векторная диаграмма напряжений при переходе с первичной стороны на вторичную оказывается различной.

В дальнейшем нас могут интересовать следующие два основных способа соединений обмоток треугольника (рис. 2):

- 1) Начало первой фазы соединяется с концом второй (рис. 2, а). К этой категории соединений относятся по ОСТ группы 3, 7 и 11, получаемые круговой перестановкой обозначений выводов треугольника.

- 2) Начало первой фазы соединяется с концом третьей

(рис. 2, б). Этому типу соединений соответствуют группы 1, 5 и 9.

При соединении обмоток 1) (рис. 2, а) напряжения на зажимах треугольника (индексы a, b и c) и фазовых обмоток звезды (индексы A, B и C) связаны соотношениями (считая линейный коэффициент трансформации равным единице):

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_c - \dot{U}_b &= \sqrt{3} \dot{U}_A; \\ \dot{U}_a - \dot{U}_c &= \sqrt{3} \dot{U}_B; \\ \dot{U}_b - \dot{U}_a &= \sqrt{3} \dot{U}_C. \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Для другого интересующего нас случая (рис. 2, б) будут иметь место иные зависимости:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_b - \dot{U}_c &= \sqrt{3} \dot{U}_A; \\ \dot{U}_c - \dot{U}_a &= \sqrt{3} \dot{U}_B; \\ \dot{U}_a - \dot{U}_b &= \sqrt{3} \dot{U}_C. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Формулы (1) и (2) показывают, что при одинаковой векторной диаграмме со стороны звезды векторные диаграммы на стороне треугольника оказываются в рассматриваемых случаях повернутыми на 180° . Аналогично рассуждая, приходим к выводу, что при одинаковой векторной диаграмме со стороны треугольника векторные диаграммы на стороне звезды, при принятых на рис. 2 способах соединения обмоток, оказываются также диаметрально противоположными.

Принятое на рис. 2 обозначение выводов треугольника соответствует группам $Y/\Delta-3$ и $Y/\Delta-9$.

Как это видно из рис. 3, при соединении трансформатора по группе $Y/\Delta-3$ и переходе со звезды на треугольник составляющие токов (и напряжений) прямой последовательности поворачиваются на 90° по часовой стрелке, а составляющие обратной последовательности — на такой же угол против часовой стрелки².

Считая коэффициент трансформации равным единице, имеем следующие исходные зависимости:

$$\left. \begin{aligned} i_{a_1} &= -j i_{A_1}; \\ i_{b_1} &= -j i_{B_1}; \\ i_{c_1} &= -j i_{C_1}. \end{aligned} \right\} \quad (3) \quad \left. \begin{aligned} i_{a_2} &= j i_{A_2}; \\ i_{b_2} &= j i_{B_2}; \\ i_{c_2} &= j i_{C_2}. \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

При соединении трансформатора по группе $Y/\Delta-9$, очевидно, картина получается обратная, векторы прямой и обратной последовательности будут иметь противоположное направление по сравнению со случаем группы $Y/\Delta-3$.

Еще дальнейший расчет произведен нами применительно к соединению обмоток трансформатора по группе $Y/\Delta-3$. Однако во всех тех случаях, когда векторные диаграммы оказываются отличными для группы $Y/\Delta-9$, в тексте сделаны соответствующие оговорки.

² Н. Н. Щедрин, Токи короткого замыкания высоковольтных систем. 1936 г., стр. 258.

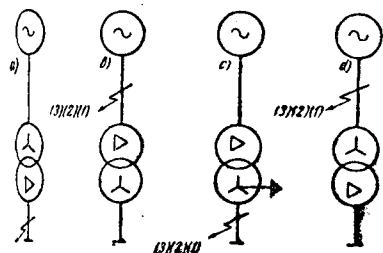


Рис. 1

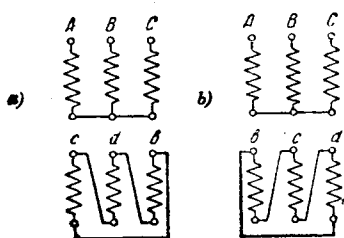


Рис. 2

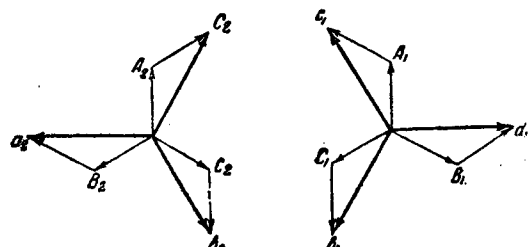


Рис. 3

Что касается остальных групп соединений обмоток, в частности соединения $Y/\Delta-11$, принятого у нас в СССР в качестве стандартного, то диаграммы в этих случаях могут быть получены без всякого труда на основании имеющихся диаграмм путем только изменения обозначений фаз (круговой перестановкой).

Случай 1. Трехполюсное к. з. В схеме *a* рис. 1 э. д. с. U фазы *a* расходуются на падение напряжения от тока $i_A^{(3)}$ в генерирующей ветви, в трансформаторе и в дуге.

Пологая $Z_{ген} + Z_{мп} = Z_1$, где Z_1 — сопротивление прямой последовательности всей системы, приведенной к точке к. з., находим:

$$i_A^{(3)} = \frac{U}{Z_1 + R}. \quad (5)$$

Токи в фазах *B* и *C* могут быть получены, умножая выражения (5) на операторы

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad \text{и} \quad a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}.$$

В соответствии с формулами (3), токи к. з. со стороны треугольника оказываются повернутыми на 90° по часовой стрелке:

$$i_{ka}^{(3)} = -j \frac{U}{Z_1 + R} \quad (6)$$

(индекс *k* указывает, что речь идет о токах, непосредственно притекающих к месту к. з.).

Коэффициент трансформации силового трансформатора принимается нами равным единице.

Напряжение в месте к. з. определяется падением напряжения от тока $i_{ka}^{(3)}$ в дуге *R*:

$$\dot{U}_{ka}^{(3)} = -j \frac{UR}{Z_1 + R}. \quad (7)$$

Напряжение со стороны звезды получается добавлением к $\dot{U}_{ka}^{(3)}$ падения напряжения от тока $i_{ka}^{(3)}$ в импедансе $Z_{мп}$ и поворотом результирующего вектора на 90° против хода часовой стрелки:

$$\dot{U}_A^{(3)} = \frac{U(Z_{мп} + R)}{Z_1 + R}. \quad (8)$$

Как это уже ясно из предыдущего, токи и напряжения в месте к. з. в случае соединения трансформатора по группе $Y/\Delta-9$ могут быть получены умножением выражений (6) и (7) на (-1) , токи же и напряжения со стороны звезды остаются без изменения.

Двухполюсное к. з. Симметричные составляющие токов в

месте к. з. находятся по обычному методу Вагнера и Эви с учетом полученной выше формулы (6):

$$i_{ka_1}^{(2)} = -i_{ka_2}^{(2)} = -j \frac{U}{Z_1 + Z_2 + R},$$

где Z_2 — сопротивление обратной последовательности системы, приведенное к точке к. з. Отсюда полные токи в месте повреждения приобретают вид:

$$i_{ka_1}^{(2)} = 0; \quad i_{kb}^{(2)} = -i_{kc}^{(2)} = -\frac{\sqrt{3}U}{Z_1 + Z_2 + R}.$$

Симметричные составляющие напряжений в месте к. з. определяются обычным способом:

$$\dot{U}_{ka_1}^{(2)} = i_{ka_1}^{(2)}(Z_2 + R); \quad \dot{U}_{ka_2}^{(2)} = -i_{ka_1}^{(2)}Z_2.$$

Следовательно, полные напряжения в месте к. з. будут

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{ka}^{(2)} &= -j \frac{U(2Z_2 + R)}{Z_1 + Z_2 + R}; \\ \dot{U}_{kb}^{(2)} &= -j \frac{U(-Z_2 + a^2R)}{Z_1 + Z_2 + R}; \\ \dot{U}_{kc}^{(2)} &= -j \frac{U(-Z_2 + aR)}{Z_1 + Z_2 + R}. \end{aligned} \right\}$$

Пользуясь правилом поворота симметричных составляющих тока при переходе от треугольника к звезде, находим полные токи со стороны звезды:

$$\left. \begin{aligned} i_A^{(2)} &= \frac{2U}{Z_1 + Z_2 + R}; \\ i_B^{(2)} &= i_C^{(2)} = -\frac{U}{Z_1 + Z_2 + R}, \end{aligned} \right\}$$

т. е. токи протекают во всех трех фазах.

Наконец, напряжения со стороны звезды получаются суммой падения напряжения в трансформаторе и правила поворота составляющих напряжений прямой и обратной последовательностей при переходе от треугольника к звезде:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_A^{(2)} &= \frac{U(2Z_{мп} + R)}{Z_1 + Z_2 + R}; \\ \dot{U}_B^{(2)} &= \frac{U[(a^2 - a)Z_2 - Z_{мп} + a^2R]}{Z_1 + Z_2 + R}; \\ \dot{U}_C^{(2)} &= \frac{U[(a - a^2)Z_2 - Z_{мп} + aR]}{Z_1 + Z_2 + R}. \end{aligned} \right\}$$

Таблица 1

Напряжения с первичной стороны (треугольник)	Напряжения со вторичной стороны (звезды)
$\dot{U}_{ka}^{(2)} = \frac{U(2Z_2 + R)}{Z_1 + Z_2 + R}$	$\dot{U}_A^{(2)} = j \frac{UR}{Z_1 + Z_2 + R}$
$\dot{U}_{kb}^{(2)} = \frac{U(-Z_2 + a^2R)}{Z_1 + Z_2 + R}$	$\dot{U}_B^{(2)} = j \frac{U[(a^2 - a)Z_2 + a^2R]}{Z_1 + Z_2 + R}$
$\dot{U}_{kc}^{(2)} = \frac{U(-Z_2 + aR)}{Z_1 + Z_2 + R}$	$\dot{U}_C^{(2)} = j \frac{U[(a - a^2)Z_2 + aR]}{Z_1 + Z_2 + R}$
$\dot{U}_{ka}^{(1)} = \frac{U \cdot 3R}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$	$\dot{U}_A^{(1)} = j \frac{U(2Z_2 + Z_0 + 3R)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$
$\dot{U}_{kb}^{(1)} = \frac{U[(a^2 - a)Z_2 + (a^2 - 1)Z_0 + 3a^2R]}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$	$\dot{U}_B^{(1)} = j \frac{U[-Z_2 + a^2(Z_0 + 3R)]}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$
$\dot{U}_{kc}^{(1)} = \frac{U[(a - a^2)Z_2 + (a - 1)Z_0 + 3aR]}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$	$\dot{U}_C^{(1)} = j \frac{U[-Z_2 + a(Z_0 + 3R)]}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$

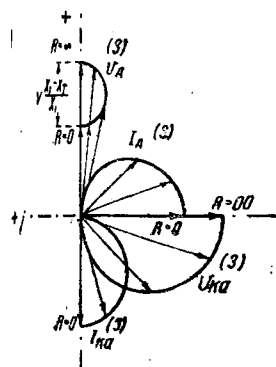


Рис. 4

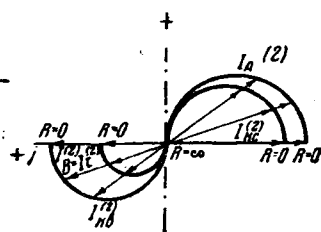


Рис. 5

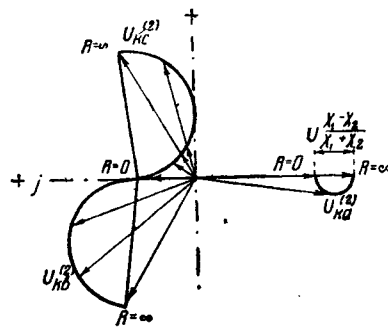


Рис. 6

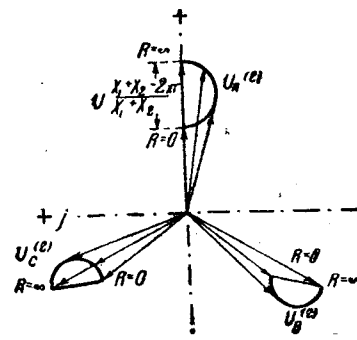


Рис. 7

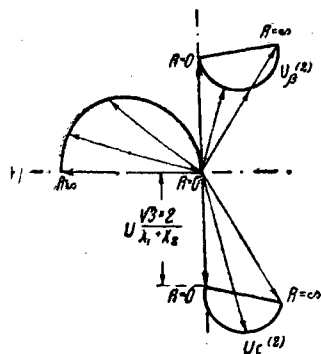


Рис. 8

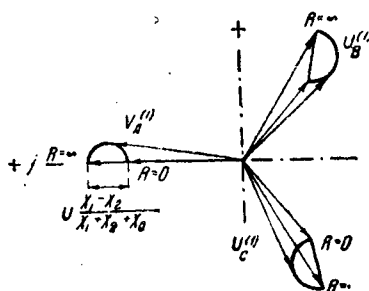


Рис. 9

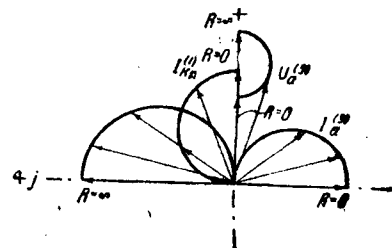


Рис. 10

При соединении обмоток по группе Y/Δ-9 выражения (9) и (10) должны быть помножены на (-1) , а (11) и (12) сохраняют свой вид без изменений.

Выведенные выше формулы (5) — (12) могут быть использованы для построения круговых диаграмм токов и напряжений в функции от сопротивления дуги R . Каждая из них в конечном итоге может быть приведена к одному из следующих видов векторных уравнений:

$$\dot{M} = \frac{\dot{A}}{\dot{B} + R} \quad \text{и} \quad \dot{N} = \frac{\dot{A} + \dot{C}R}{\dot{B} + R},$$

где \dot{A} , \dot{B} , \dot{C} — векторы, а R — переменный параметр (от 0 до ∞).

Поступая так же, как это было сделано без учета промежуточной трансформации³, получаем круговые диаметры токов и напряжений со стороны звезды и треугольника для случаев трех- и двухполюсного к. з. (рис. 4, 5, 6 и 7).

При построении круговых диаграмм, ради упрощения, все импедансы, входящие в формулы (5) — (12), учтены в виде реактивностей.

При соединении трансформатора по группе Y/Δ-9 диаграммы токов и напряжений в месте к. з., изображенные на этих рисунках, должны быть повернуты на 180° , в то время как диаграммы, относящиеся к стороне звезды, должны быть оставлены без изменения.

Случай 2 (рис. 1, б). Результаты расчетов сведены в табл. 1.

³ См. сноску 1.

Таблица 2

С первичной стороны (треугольник)		Со вторичной стороны (звезда)	
Токи	Напряжения	Токи	Напряжения
$j_a^{(3)} = \frac{U}{Z_1 + R}$	$\dot{U}_a^{(3)} = \frac{U(Z_{mp} + R)}{Z_1 + R}$	$j_{kA}^{(3)} = j \frac{U}{Z_1 + R}$	$\dot{U}_{kA}^{(3)} = j \frac{UR}{Z_1 + R}$
$j_a^{(2)} = \frac{2U}{Z_1 + Z_2 + R}$	$\dot{U}_a^{(2)} = \frac{U(2Z_{mp} + R)}{Z_1 + Z_2 + R}$	$j_{kB}^{(2)} = -j_{kC}^{(2)} =$	$\dot{U}_{kA}^{(2)} = j \frac{U(2Z_2 + R)}{Z_1 + Z_2 + R}$
$j_b^{(2)} = j_{c}^{(2)} =$	$\dot{U}_b^{(2)} = \frac{U[(a^2 - a)Z_2 - Z_{mp} + a^2R]}{Z_1 + Z_2 + R}$	$= \frac{\sqrt{3}U}{Z_1 + Z_2 + R}$	$\dot{U}_{kB}^{(2)} = j \frac{U(-Z_2 + a^2R)}{Z_1 + Z_2 + R}$
$= -\frac{U}{Z_1 + Z_2 + R}$	$\dot{U}_c^{(2)} = \frac{U[(a - a^2)Z_2 - Z_{mp} + aR]}{Z_1 + Z_2 + R}$		$\dot{U}_{kC}^{(2)} = j \frac{U(-Z_2 + aR)}{Z_1 + Z_2 + R}$
$j_b^{(1)} = -j_{c}^{(1)} =$	$\dot{U}_a^{(1)} = \frac{U(2Z_2 + Z_0 + 3R)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$	$j_{kA}^{(1)} = j \frac{3U}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$	$\dot{U}_{kA}^{(1)} = j \frac{U \cdot 3R}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$
$= -j \frac{\sqrt{3}U}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$	$\dot{U}_b^{(1)} = \frac{U[-Z_2 + (a^2 - a)Z_{mp} + a^2(Z_0 + 3R)]}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$		$\dot{U}_{kB}^{(1)} = j \frac{U[(a^2 - a)Z_2 + (a^2 - 1)Z_0 + 3a^2R]}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$
	$\dot{U}_c^{(1)} = \frac{U[-Z_2 + (a - a^2)Z_{mp} + a(Z_0 + 3R)]}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$		$\dot{U}_{kC}^{(1)} = j \frac{U[(a - a^2)Z_2 + (a - 1)Z_0 + 3aR]}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$

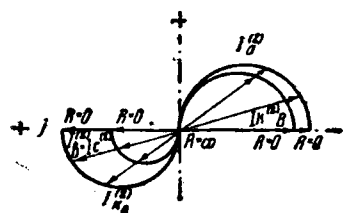


Рис. 11

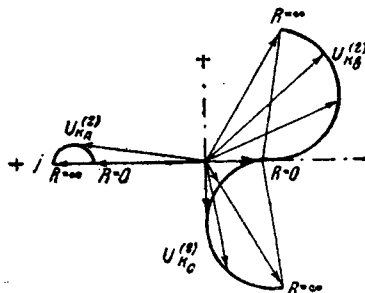


Рис. 12

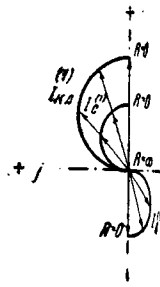


Рис. 13

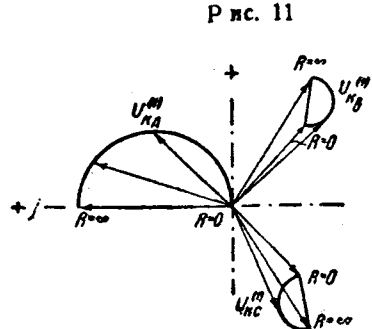


Рис. 14

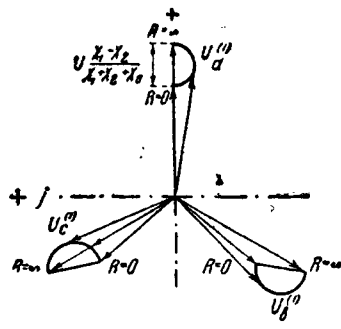


Рис. 15

На рис. 8 и 9 изображены круговые диаграммы напряжений на вторичной стороне трансформатора (звезда) в случае двух- и однополюсного к. з. с первичной стороны (треугольник). При соединении трансформатора по группе Y/Δ -9 диаграммы рис. 8 и 9 должны быть повернуты на 180° .

Случай 3 (рис. 1, c). Аналогично предыдущему случаю результаты в готовом виде сведены в табл. 2.

Круговые диаграммы токов и напряжений применены к разным видам к. з. изображены на рис. 10—15.

Диаграммы токов и напряжений первичной стороны: двухполюсного к. з. на вторичной получаются аналогично случаю 1 (рис. 5—7).

Случай 4 (рис. 1, d) отличается от случая 2 тем, что при определении напряжений вторичной стороны трансформатора приходится переходить от звезды к треугольнику, в то время как в случае 2, наоборот, приходилось идти от треугольника к звезде (в обоих случаях нулевая точка трансформатора изолирована). Поэтому результаты получаются диаметрально противоположными — формулы напряжений для вторичной стороны трансформатора могут быть взяты из табл. 1 с обратным знаком, круговые же диаграммы получаются поворотом рис. 8 и 9 на 180° .

Выбор основных параметров сетей низкого напряжения¹

И. М. Сиренко
Киевэнерго

ПРИ определении параметров городской распределительной сети в большинстве случаев исходят из условия расчета проводов на минимум меди, хотя в эксплуатационном отношении более совершенна сеть с постоянными сечениями магистралей. Строгое соблюдение условия минимума меди для всех участков сети ведет к значительному ухудшению качества энергии и затрудняет расширение и реконструкцию, что иллюстрируется следующим простым примером.

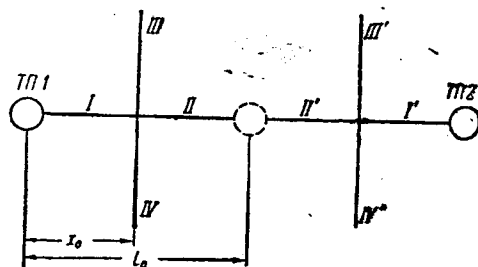
Трансформаторные пункты (всюду в дальнейшем именуемые ТП1 и 2, рис. 1) питают магистрали I, II и I', II' с ответвлениями III, IV и III', IV'. Длина каждого участка равна одной стороне квартала, и все кварталы являются одинаковыми квадратами. При расчете на минимум меди и неизменном сечении проводов на протяжении каждого участка сечение ответвлений и последних участков II—II' составит около 20% от сечения участков I—I'. Потеря напряжения в каждом ответвлении равна около 42% полной потери. Если при аварии в ТП1 переключать питавшиеся от него линии на резервное питание от ТП2, т. е. соединить участки II—II', то суммарная потеря напряжения достигнет около 835% нормальной, и работа потребителей окажется невозможной.

Принимая же одинаковое сечение для всех участков, мы будем иметь после аварийного переключения потерю в 400% нормальной, что со-

ставляет лишь 12% номинального напряжения при допустимой потере при нормальном режиме в 3%. Повидимому, при этих условиях возможна еще работа потребителей.

В сети, построенной по принципу минимума меди, с ростом нагрузки требуется массовая замена проводов. Практически в подобных сетях работа по перетяжке воздушных проводов и перекладке кабелей никогда не прекращается. Это особенно неудобно в городских кабельных сетях, где разрушение и восстановление тротуаров и мостовых связаны с большими затратами средств и нарушением уличного движения. Переменные сечения магистралей являются также серьезным препятствием при переводе сети на замкнутую работу.

В случае неизменных сечений магистралей от одного к другому ТП в процессе развития сети можно ограничиться сооружением новых ТП, рас-



делая их равномерно между существующими и не прибегая к перекладкам кабелей. В приведенном примере при одинаковых сечениях участков $I-II-II'-I'$ при увеличении нагрузки достаточно соорудить новый ТП в месте стыка участков $II-II'$.

Далше будет показано, что сеть с постоянными сечениями практически оказывается незначительно дороже сети, рассчитанной на минимум меди. Некоторое увеличение капиталовложений, безусловно, окупается преимуществами предлагаемой нами сети.

Принцип сети с постоянными сечениями, как мы увидим ниже, упрощает также процесс проектирования. Заметим здесь лишь, что при определении наивыгоднейшего расстояния от ТП до точки наибольшего падения напряжения совершенно излишне стремиться к большой точности расчета по следующим причинам:

1) расчетные расстояния всегда приходится приводить к величинам, связанным с размерами кварталов, а также требованием установки трансформаторных пунктов в определенных местах (например, вблизи от перекрестков улиц);

2) отклонения от расчетных расстояний в практически возможных пределах вызывают лишь незначительное увеличение капиталовложений.

Все изложенное ниже относится к однородному району с постоянной и равномерно распределенной по длине улиц нагрузкой. При проектировании необходимо город разбить на несколько таких районов.

Зависимость между сечением магистрали q , полной плотностью нагрузки p (W/m), расстоянием до точки наибольшего падения напряжения в метрах l , допустимой потерей напряжения в процентах v , линейным напряжением в вольтах U и проводимостью материала γ можно представить в следующем виде:

$$q = \frac{fp l^2}{2v \cdot U^2 \gamma} \quad (1)$$

Величина f , которую мы называем коэффициентом конфигурации, учитывает увеличение момента нагрузки магистрали, обусловленное ответвлениями.

Если l_0 — длина ответвления, а X_0 — расстояние от начала магистрали до него, то

$$f = \frac{\sum (p l_0 X_0) + \frac{p l^2}{2}}{\frac{p l^2}{2}},$$

где $\frac{p l^2}{2}$ — момент нагрузки магистрали без ответвлений длиной l .

С достаточной для большинства практических случаев точностью можно принять $X_0 = \frac{l}{2}$, тогда

$$f = \frac{\sum l_0 + l}{l}; \quad (2)$$

иначе говоря, коэффициент конфигурации будет тогда равен отношению суммарной длины магистрали и всех ответвлений к расстоянию до точки наибольшего падения напряжения.

Анализ вопроса показывает, что коэффициент

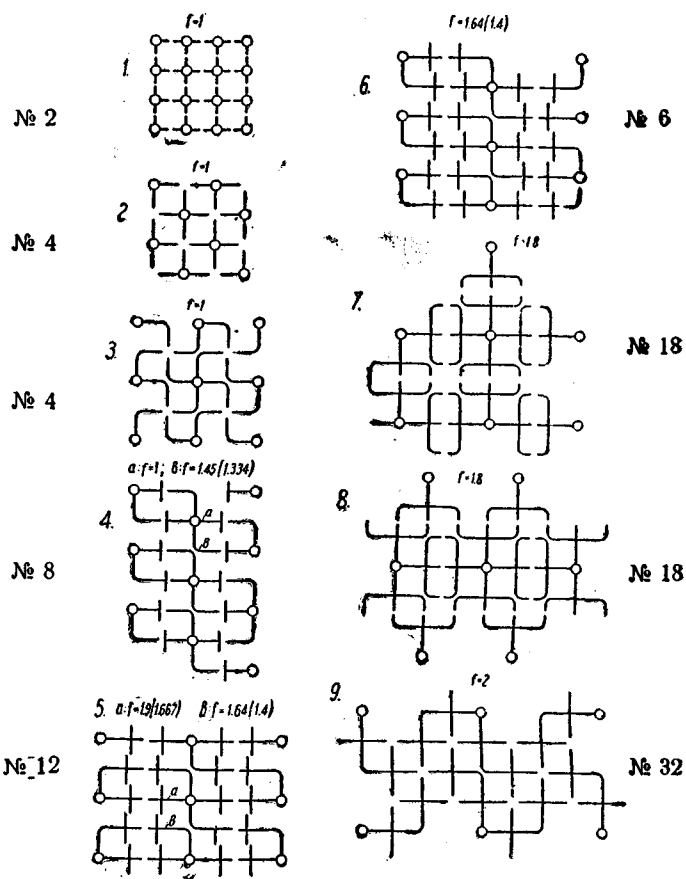


Рис. 2. Характерные конфигурации сети. Над каждой конфигурацией указаны соответствующие ей число кварталов N и значения f , подсчитанные по точной формуле и по приближенной (в скобках)

f тесно связан с густотой размещения ТП в сети, т. е. с числом сторон² кварталов N , приходящихся на одно ТП, мало зависит от числа лучей питания и вовсе не зависит от характера проводки (кабельная или воздушная).

На рис. 2 показаны характерные конфигурации сети и приведены соответствующие им коэффициенты f . Хотя практические конфигурации отклоняются от идеальных, все же при данном числе N коэффициенты f незначительно отличаются от указанных. При больших плотностях нагрузки N обычно невелико, и магистрали не имеют ответвлений ($f=1$). Конфигурация 9, где $N=32$, соответствует приблизительно наименьшей практически возможной плотности нагрузки, если только сеть запроектирована с наивыгоднейшими параметрами (см. дальнейшие расчеты).

На рис. 3 дана кривая средних значений коэффициентов f в зависимости от числа кварталов N на одно ТП.

Условие наименьших капиталовложений. Перейдем к другим основным формулам, на основании которых определяется наивыгоднейшее расстояние l .

Протяженность сети (в метрах), обслуживаемой одним ТП, равна произведению длины магистрали с ответвлениями lf и числа отходящих от ТП

² Стороной квартала мы называем участок улицы между двумя перекрестками.

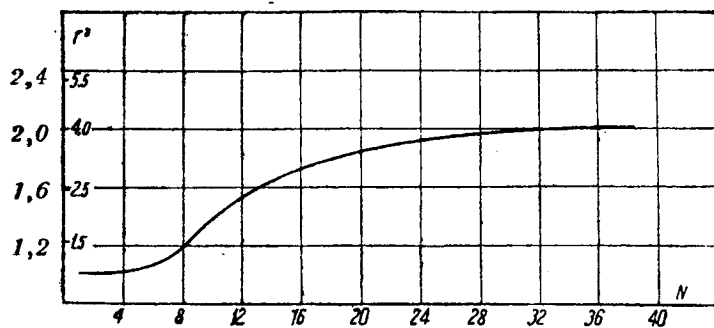


Рис. 3. Средние значения коэффициента f в зависимости от числа кварталов N на одно ТП

магистралей k . Следовательно, число ТП, приходящееся на 1 км сети

$$n = \frac{1000}{klf}. \quad (3)$$

Число магистралей ТП зависит от способа устройства сети и от характера планировки кварталов. В случае воздушной сети низкого напряжения по каждой улице проходит одна линия, следовательно, при 4-лучевом питании $k=4$, при 3-лучевом $k=3$ и т. д. При кабельной сети обычно рациональнее прокладывать кабели по обеим сторонам улиц, и соответственно при 4-лучевом питании $k=8$, а при 3-лучевом $k=6$ и т. д.

Большой частью в условиях города применяется 4-лучевое питание, так как ТП располагаются вблизи перекрестков улиц. 3-лучевое питание встречается при расположении ТП у тупиков, а 2-лучевое — при сооружении их между перекрестками, что оправдывается только при очень большой плотности нагрузки.

Мощность (кВА) одного ТП

$$P_T = mkfpl \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где m — коэффициент резерва, учитывающий неполную загрузку трансформаторов в нормальных условиях.

При определении наивыгоднейших параметров можно приближенно принять, что магистрали и ответвления имеют одинаковое сечение. Стоимость 1 км линии может быть представлена линейной функцией сечения, а стоимость ТП — функцией того же характера мощности.

Если обозначить постоянные величины через A , B , C и D , то стоимость 1 км линии

$$C_A = A + Bq, \text{ а одного ТП } C_T = C + DP_T.$$

Полная стоимость сети на 1 км

$$C_c = A + Bq + C_n + DP_T n. \quad (5)$$

Подставляя в это уравнение значения q , n , P_T из (1), (3) и (4), получим:

$$C_c = A + \frac{50Bfpl^2}{vU^2\gamma} + \frac{1000C}{klf} + Dmp. \quad (6)$$

Здесь не учитывается стоимость распределительной сети высокого напряжения, так как она мало зависит от параметров сети низкого напряжения и притом зависимость эта весьма скачкообразна³.

³ Инженеры Никогосов, Айзенберг и Карасик также исключают из окончательных формул для выбора наивыгоднейшей мощности ТП стоимость сети высокого напряжения («Электричество» № 8, 1934).

Условие наименьших капиталовложений сети легко получается из выражения (6), равнявая нулю первую производную:

$$\frac{100Bfpl^2}{vU^2\gamma} = \frac{1000C}{klf},$$

и формулируется весьма просто: минимум капиталовложений имеет место в том случае, когда удвоенная составляющая стоимости линий, зависящая от сечения, равна постоянной части стоимости ТП на 1 км.

Из (7а) находим, что наивыгоднейшее расстояние до точки наибольшего падения напряжения

$$l = \sqrt[3]{\frac{10CvU^2\gamma}{kBpf^2}}.$$

Что касается условия минимума эксплуатационных расходов, то оно определяется, исходя из следующих рассуждений: при данном проценте падения напряжения потери в линиях низкого напряжения не зависят от размещения ТП.

Потери в трансформаторах, применяемых в городских сетях (50–320 кВА), незначительно возрастают с увеличением мощности трансформаторов, притом увеличение потерь практически компенсируется возможностью полнее загружать мелкие единицы и выключать часть в часы большой нагрузки. Поэтому эти потери можно также принять постоянными. Следовательно условие минимума годовых расходов может быть выражено той же формулой (7а), что и для минимума капиталовложений, но вместо постоянной B и C необходимо взять величины соответствующих годовых расходов, складывающихся из процентных отчислений на капитал. Если принять процент отчисления по линиям и по ТП одинаковыми, то наименьшие годовые расходы будут иметь место при наименьших капиталовложениях.

В правой части уравнения (7) неизвестна лишь одна, вполне определенного физического значения величина — f , которая полностью определяется числом кварталов N на одно ТП.

Теперь ясна схема расчета. Задавшись в начале проектирования числом N , определяем длину l и число ТП на 1 км по формуле (3). Зная протяженность улиц и число сторон кварталов в данном районе, нетрудно проверить число сторон кварталов на одно ТП и соответствующую величину f . При значительном расхождении расчет следует повторить.

Очевидно, при определении основных параметров сети нет необходимости в отличие от способа расчета на минимум меди, предварительно размещать ТП на плане города и наносить конфигурацию сети, что составляет одно из преимуществ излагаемого метода.

После определения параметров при размещении ТП необходимо стремиться к тому, чтобы расстояния до точек наибольшего падения напряжения по возможности приближались к наивыгоднейшему расстоянию l и чтобы ТП располагались симметрично.

Конфигурации же сети, естественно, определяются при нанесении линий на плане. Основным

критерием при этом являются кратчайшие пути питания отдельных участков. В конечном счете конфигурация определяется числом сторон кварталов на ТП и характером планировки улиц.

Так как действительные нагрузки отдельных магистралей и расстояния до точки наибольшего падения напряжения отклоняются в обе стороны от расчетных, теоретическое постоянное сечение q всех магистралей приходится корректировать по конкретным условиям после уточнения схемы сети.

Для приближенных подсчетов, когда точные значения нагрузок отдельных домов неизвестны, можно принимать погонную плотность постоянной для всей магистрали с ответвлениями, определять коэффициент f по формуле (2) и пересчитывать сечения по формуле (1) соответственно фактическим расстояниям l .

Однако по соображениям, изложенным вначале, необходимо принимать одинаковыми сечения каждой пары магистралей, отходящих от разных ТП и встречающихся в одной точке.

Еще до нанесения сети на план можно, принимая во внимание (7а) и (7), определить капиталовложения на 1 км по следующей формуле:

$$C_c = A + 1500 \sqrt{\frac{C^2 B p}{10 k^2 f v U^2 \gamma}} + D m p. \quad (8)$$

Рассмотрим, как следует поступить, если расчетные сечения магистралей недостаточны по плотности тока.

Имеются 3 возможности.

Несколько уменьшить лишь расстояние l по сравнению с расчетным, тогда в той же степени возрастет третий член выражения (6) для капиталовложений.

Увеличить сечение q , что повлечет за собой такое же увеличение второго члена формулы (6). Наконец, изменить и то и другое.

Так как при исходном наивыгоднейшем расстоянии l третий член вдвое больше второго, выгоднее, очевидно, увеличивать q .

Построение диаграмм. Выбор параметров низковольтной сети можно значительно облегчить, и все соотношения представить особенно наглядно при помощи ряда диаграмм. При построении диаграмм нами приняты исходные величины, характерные, но вообще не столь специфичные, для условий Киевэнерго. Единичные стоимости воздушных и кабельных линий и ТП определены по типовым сметам. При этом были учтены затраты на материалы, оборудование, рабочую силу, транспорт и начисления. Для кабельных и воздушных линий, а также для трансформаторов принята 4-кратная надбавка на стоимость меди, учитывающая стремление к экономии цветных металлов, которое, по всей вероятности, будет существовать длительный период времени. Стоимость 1 кг меди проводника линий принята равной 1,50 руб., а трансформаторов — 1,80 руб. Соответствующие построения выполнены на рис. 4, 5. Пересечение кривых с осью ординат определило следующие значения основных коэффициентов:

$A = 16500$ (для кабеля) и $A = 5000$ (для воздушной линии);
 $B = 262$; $C = 20000$; $D = 24$.

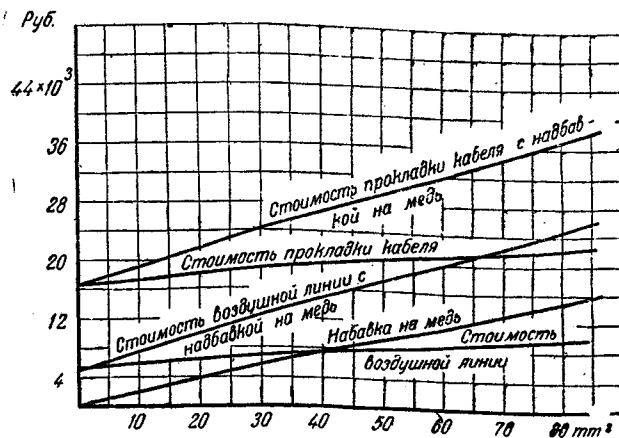


Рис. 4. Стоимость 1 км линий

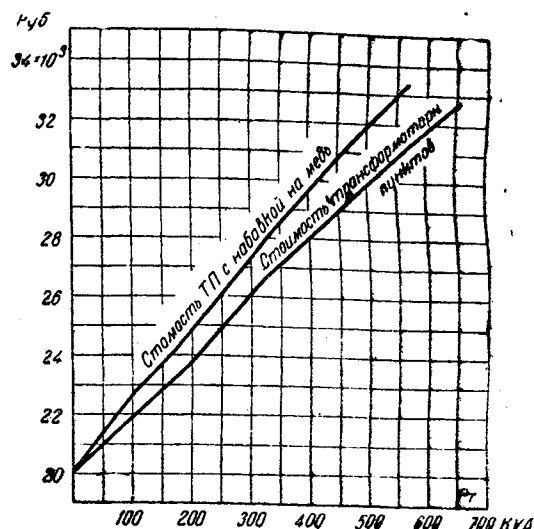


Рис. 5

На рис. 6 представлены кривые наивыгоднейшего расстояния l до точки наибольшего падения напряжения, вычисленные по формуле (7).

На рис. 7 построены по формуле (1) кривые расстояния l как функции произведения расчетной плотности нагрузки и коэффициента конфигурации (pf) для $U = 220/127$ V. Там же нанесены кривые предельной мощности, допустимой по нагреву для кабельных и воздушных линий, с учетом двойного резерва и без него, для чего использованы следующие выражения:

предельное расстояние (без резерва)

$$l_0 = \frac{2vU\gamma q}{\sqrt{3} I_0 100};$$

с двойным резервом

$$l_0' = \frac{4vU\gamma q}{\sqrt{3} I_0 100},$$

где I_0 — допустимый ток для данного сечения.

Диаграмму для напряжения 380/220 V мы не приводим. Соответствующие этому напряжению значения можно получить из диаграммы рис. 7, пересчитывая по квадрату напряжения. Интересно отметить, что если не брать резерва, то при

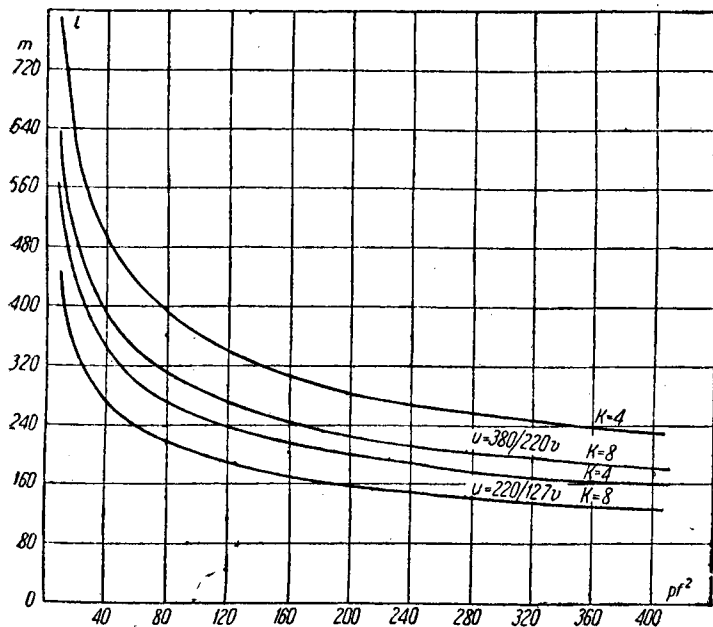


Рис. 6. Наивыгоднейшее расстояние до точки наибольшего падения при потере напряжения $\nu = 3\%$

380/220 V все сечения, рассчитанные по потере напряжения, удовлетворяют условию допустимой плотности тока.

Кривые рис. 8 определяют максимальную нагрузку трансформаторов в зависимости от l и от pf , а также число ТП на 1 km сети [формулы (3), (4)].

Экономические капиталовложения (с учетом коэффициента дефицитности меди) по сети, формула (8), даны на диаграмме рис. 9.

В связи с неизбежными отклонениями от расчетных наивыгоднейших параметров важно найти возможные увеличения капиталовложений.

Если X — коэффициент отклонения действитель-

ного расстояния до точки наибольшего падения напряжения от расчетного l , то сумма капитальных вложений, учитывая (6) и (7а), выразится следующим образом:

$$C_c' = A + \left(\frac{X^2}{2} + \frac{1}{X} \right) \frac{1000C}{klf} + Dmp,$$

а относительное увеличение ее

$$\left(\frac{\Delta C}{C_c} \right) \% = \frac{1}{C_c} \left(\frac{X^2}{2} + \frac{1}{X} - 1,5 \right) \frac{1000C}{klf} 100.$$

Повидимому, это увеличение будет тем больше, чем меньше постоянные стоимости A и D погонная плотность нагрузки p .

Изменение числа ТП и расстояния между ними влияет только на первоначальные затраты, зависящие от сечений линий. Поэтому, если отнестись к увеличению капиталовложений только к этой части полной стоимости, то найдем, что

$$\Delta C' \% = \left(\frac{X^2}{3} + \frac{2}{3X} - 1 \right) 100. \quad (1)$$

Понятно, и для этой поправки можно построить диаграмму.

Сети, рассчитанные на постоянные сечения и на минимум меди. Пользуясь описанными выше диаграммами, можно выяснить разницу стоимости сетей, спроектированных на постоянные сечения магистралей и рассчитанных на минимум меди.

Для этой цели рассмотрим характерные конфигурации рис. 2.

В случаях 1, 2, 3, свойственных развитым, густо застроенным городским районам, ТП расположены через 1—2 квартала, и магистрали не имеют ответвлений

$$(f=1).$$

Как известно, прямая линия, рассчитанная на постоянную плотность тока, требует того же объема меди, что линия

постоянного сечения. С другой стороны, при определении параметров сети по минимуму меди с достаточной точностью можно пользоваться формулами, выведенными в предположении постоянной плотности тока.

Следовательно, для этих случаев параметры сети, а также практически капиталовложения не должны зависеть от методов расчета.

При данной погонной плотности нагрузки в сети число ответвлений от магистралей возрастает с уменьшением размеров кварталов. Обычно средняя длина квартала по району не бывает меньше 150—200 м. При анализе случаев 4—9 мы приняли длину кварталов равной 150 м и всю сеть

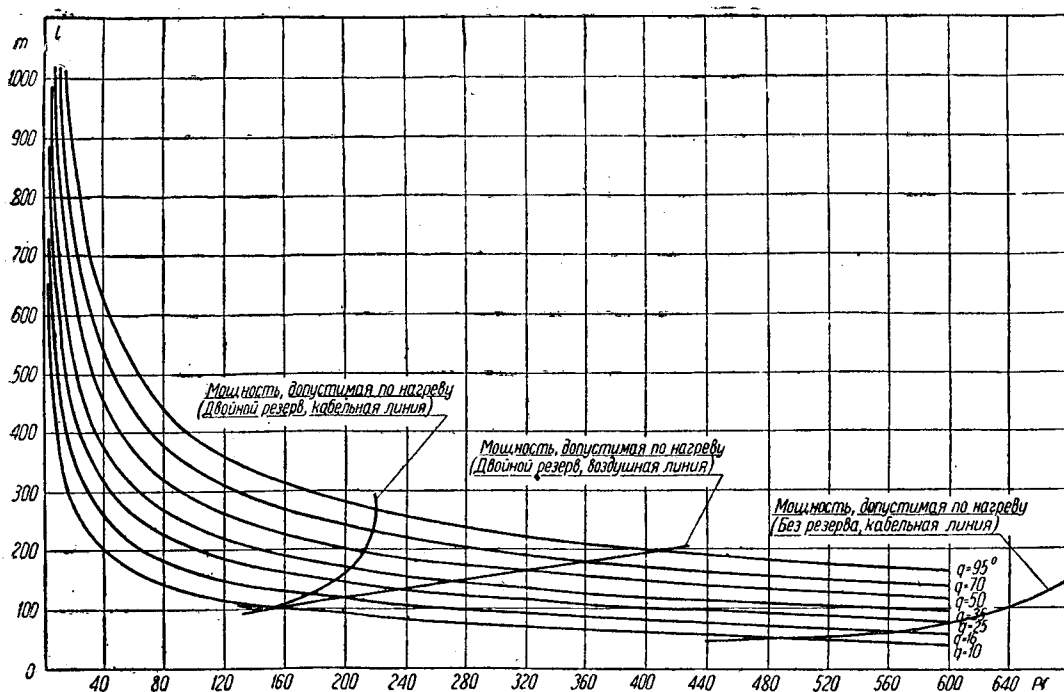


Рис. 7. Зависимость между длиной магистрали l и расчетной плотностью pf при потере напряжения $\nu = 3\%$ и $U = 220/127$ V

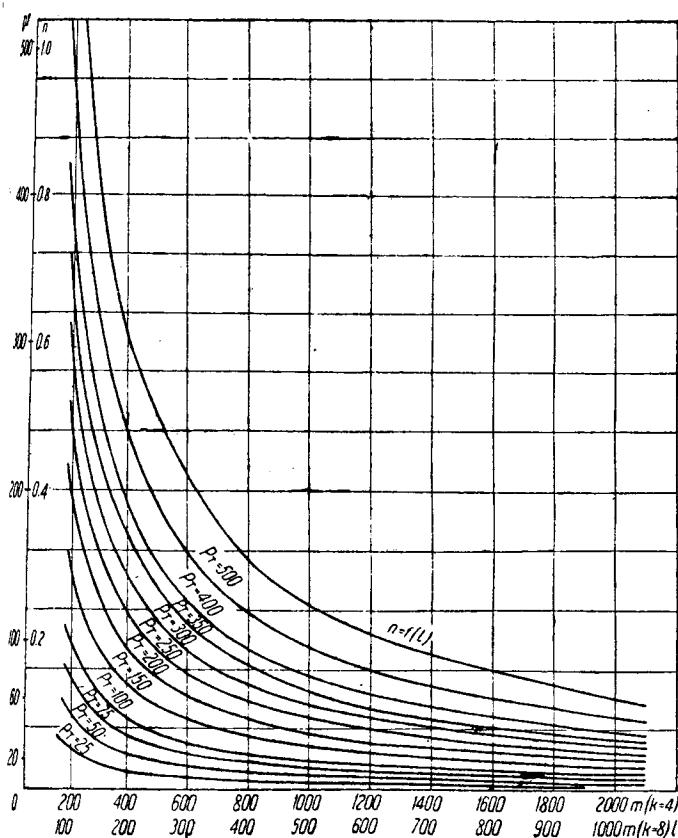


Рис. 8. Кривые для определения числа ТП на 1 км (n) и максимальной нагрузки трансформатора (P_T)

воздушной — условия, менее благоприятные для метода постоянных сечений. Конкретные расчеты показывают, что при большей длине кварталов и кабельных прокладках по обеим сторонам улиц сети с большим числом ответвлений экономичны только при крайне незначительных плотностях нагрузки, но тогда расчетные сечения получаются меньше практически применяемых независимо от способа расчета.

Исследуем более подробно случай 4. Среднее расстояние до точки наибольшего падения напряжения

$$l = 1,75 \cdot 150 = 262 \text{ м.}$$

Из рис. 6 для

$$U = 220 \text{ В}$$

при

$$k = 4$$

видно, что это расстояние экономично при

$$pf^2 = 90.$$

Для данного случая среднее значение

$$f = 1,17,$$

погонная плотность нагрузки

$$p = 66.$$

Определим сейчас действительные сечения магистралей. Магистраль б:

$$l = 2 \cdot 150 = 300 \text{ м,}$$

$$f = 1;$$

соответственно по кривой рис. 7 сечение

$$q_1 = 35 \text{ мм}^2.$$

Магистраль а: из соображения единообразия

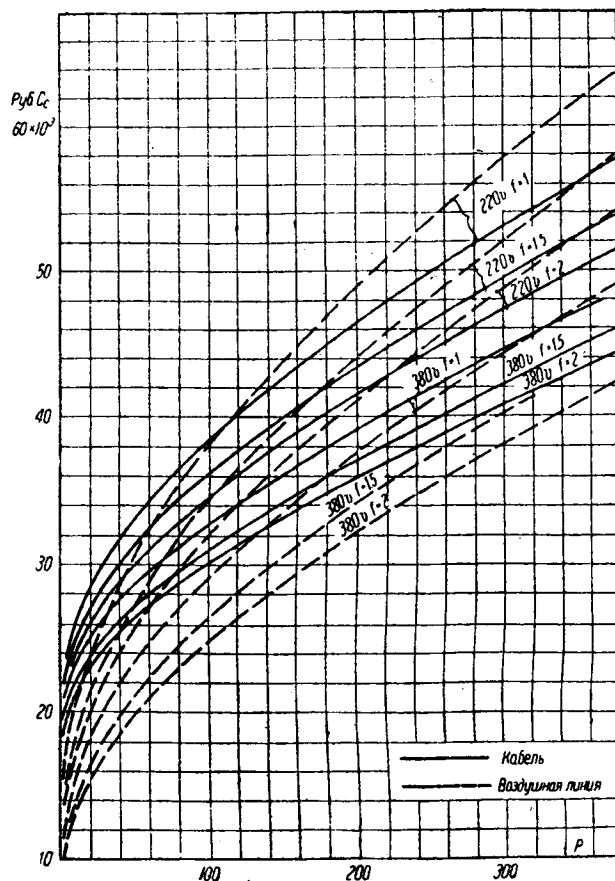


Рис. 9. Капиталовложения на 1 км сети

выбираем для этой магистрали то же сечение — 35 мм^2 , для ответвлений же можно принять 10 мм^2 .

При расчете на минимум меди необходимо соблюсти следующее условие:

$$\frac{q_1^2}{P_1} = \sum \frac{q_2^2}{P_2},$$

где q_1, P_1 — сечение и нагрузка магистрали; q_2, P_2 — то же для ответвления.

Для магистрали а можно, следовательно, написать:

$$\frac{q_1^2}{1,5} = \frac{2q_2^2}{0,25},$$

откуда

$$q_2 = 0,29q_1.$$

С другой стороны, потеря напряжения в этом случае должна быть равна потере напряжения в магистрали б при расчете на постоянные сечения, т. е.

$$\frac{1,5 + 0,5}{35} = \frac{1,5}{q_1} + \frac{0,125}{0,29q_1},$$

откуда

$$q_1 = 33,8 \approx 35 \text{ мм}^2;$$

$$q_2 = 0,29q_1 = 9,8 \approx 10 \text{ мм}^2$$

(здесь для простоты рассуждения равномерная нагрузка одной стороны квартала, а также ее длина приравнены единице).

Для магистрали б получится аналогично:

$$\frac{q_1^2}{1,5} = \frac{q_2^2}{0,5};$$

$$q_2 = 0,585q_1;$$

$$\frac{1,5 + 0,5}{35} = \frac{1,5}{q_1} + \frac{0,5}{0,585q_1};$$

$$q_1 = 41 \text{ и } q_2 = 24.$$

Принимаем для магистрали сечение 50 mm^2 и для ответвлений 10 mm^2 .

Отношение объемов меди при расчете на постоянное сечение и на минимум меди будет:

$$\frac{35 + 10 + 2 \cdot 25}{35 + 10 + 50 + 10} = \frac{115}{105} = 110\%.$$

Результаты расчетов для случаев 5—9 сведены в табл. 1. Сечения для конфигурации 8 выбраны, сопоставляя этот случай с предыдущим (7).

Таблица 1

№ конфигурации (рис. 2)	Способ постоянных сечений							Способ * минимума меди		Отношение объ- емов меди, %		
	магист- раль	<i>l</i>	<i>f</i>	<i>p</i>	рас- чет <i>q</i>	принято		<i>q</i> ₁	<i>q</i> ₂			
						<i>q</i> ₁	<i>q</i> ₂					
5	$\frac{a}{b}$	$\frac{225}{375}$	$\frac{1,667}{1,4}$	$\frac{25}{25}$	$\frac{16}{25}$	16	$\frac{16}{25}$	$\frac{16}{35}$	$\frac{19,6}{42,5}$	10/4	10/7,7	109
6	—	—	—	—	—	25	10**	35		10		109
7	—	375	1,8	9,3	16	25	10	16		10		112,5
8	<i>a</i>	—	—	—	—	25	10	16		10		116
	<i>b</i>	—	—	—	—	25	10					
	<i>в</i>	—	—	—	—	16	16					
	<i>г</i>	—	—	—	—	16	16					
9	—	600	2	2,5	10	10	10	10		10		100

* В знаменателе даны расчетные сечения, в числителе — принятые.

** Для ответвления магистрали a .

Расчеты показывают, что увеличение расчета меди по сети при расчете ее по принципу постоянных сечений магистралей по сравнению с сетью, рассчитанной на минимум меди, не превзойдет в среднем около 5%. Увеличение капиталовложений будет еще меньше.

Сравнение различных методов. Целесообразно сопоставить выведенную выше основную формулу (7) наивыгоднейшего расстояния l с известными формулами проф. Хрушова⁴ и трех авторов⁵ (Никогосов, Айзенберг и Карасик).

Как было упомянуто выше, вводить в расчет стоимость высоковольтной сети нецелесообразно. Поэтому мы можем рассмотреть формулу проф. Хрушова, относящуюся к сети с одним напряжением, исключив из нее стоимость питательных линий:

$$l = k_3 \sqrt[3]{\frac{\gamma v U \phi C}{348 b j n_1}}.$$

Здесь k_3 — коэффициент, определяющийся расположением ТП;

j и n_1 — соответственно то же, что p и N в нашей работе;

b — стоимость проводов (1 м при 1 mm^2).

Формулу можно преобразовать так:

$$l = \frac{k_3}{\sqrt[3]{3,48 n_1}} \sqrt[3]{\frac{10 \cdot C v U^2 \gamma}{B p}}.$$

Теперь видно, что она отличается от формулы (7) только постоянными коэффициентами: вместо $\frac{1}{\sqrt[3]{k f^2}}$ здесь фигурирует множитель

$$\frac{k_3}{\sqrt[3]{3,48 n_1}}.$$

Однако коэффициенты k_3 и n_1 можно установить только после нанесения на план конфигурации сети, в то время как величины k и f этого не требуют.

Сравнительные расчеты по обеим формулам показывают в некоторых случаях при

$$f = 1$$

полное совпадение, а в других — отклонение в обе стороны доходит до 40%.

Формула трех авторов дает наивыгоднейшую мощность ТП:

$$P_T = \phi \sqrt[3]{\frac{C p^2 U^2 v}{440 \cdot \varepsilon B \cdot 1000}},$$

где ϕ — коэффициент, определяемый конфигурацией сети.

Постоянные C и B относятся не к капиталовложениям, а к отчислениям на капитал. Принимая один и тот же процент годовых отчислений для линий и для ТП, можно пользоваться этой формулой и для определения условия наименьших капиталовложений.

Коэффициент ε учитывает увеличение потерь на протекания ввиду неравномерности нагрузки. Если считать, что в расчетной величине v уже учтена эта неравномерность, как и в формуле (7), то можно преобразовать цитируемую формулу в следующую:

$$P_T = 0,61 \cdot 10^{-2} \phi \sqrt[3]{\frac{10 C p^2 U^2 v}{B}}.$$

Выражение наивыгоднейшей мощности ТП можно получить также из наших уравнений (4) и (7):

$$P_T = 10^{-3} \sqrt[3]{\frac{3}{\gamma f k^2}} \sqrt[3]{\frac{10 C p^2 U^2 v}{B}}.$$

Здесь также обе формулы отличаются только постоянным множителем. Расчет по ним дает одинаковые результаты для случая двухлучевого питания и $f=1$. С увеличением числа кварталов на ТП расхождение результатов достигает 50%, что, конечно, объясняется различием исходных условий (минимум меди или постоянные сечения магистралей).

В работе трех авторов приводится зависимость коэффициента ϕ от числа кварталов на одно ТП, конфигурации сети и соотношения размеров кварталов m . Наряду с этим указывается, какая кон-

⁴ „Рациональные основы проектирования сетей“.

⁵ См., например, курс проф. Каменского.

ция может иметь место в зависимости от кварталов на ТП. Таким образом здесь определенное приближение к логическому, что все коэффициенты в конечном счете от числа кварталов на ТП.

Этой работе, а также в последней по времени работе Айзенберга и Карасика⁶ указывается как существо метода возможность параллельно наивыгоднейшей мощности ТП найти и наивыгоднейшую конфигурацию. Однако из показывается, что при данном числе кварталов на ТП конфигурация вполне установлена и нуждается в особом определении. В нижеприведенной таблице сопоставлены приводимые в работах трех авторов значения ϕ , причем соотношения размеров кварталов, практически редко встречающиеся, отброшены.

Из таблицы следует, что зависимость ϕ от m можно пренебречь, так как наибольшие отклонения от средних значений в большинстве случаев не превосходят 5%. Кроме того, в действительном соотношении размеров кварталов даже в пределах одного района обычно не бывает постоянным, почему в расчетах приходится принимать ориентировочные средние величины. Отсюда следует, что коэффициент ϕ мог бы быть представлен

Электричество" № 9, 1936.

Таблица 2

Число кварталов на 1 ТП	Возможная конфигурация сети	$m = 0,25$	$m = 0,5$	$m = 1$	$m = 2$	$m = 4$	Среднее
1	Двухлучевая без ответвления	1	1	1	1	1	1
1	4-лучевая без ответвления	1,25	1,44	1,58	1,44	1,25	1,39
2	То же	1,25	1,44	1,58	1,44	1,25	1,39
4	То же	1,25	1,44	1,58	1,44	1,25	1,39
5	4-лучевая с одним двухсторонн. ответвлен.	1,89	2	2,1	2	1,89	2,01
8	То же	2,14	2,28	2,38	2,28	2,14	2,24
13	4-лучевая с двумя двухсторонн. ответвлен.	2,52	2,62	2,7	2,62	2,52	2,6
18	То же	2,88	2,96	3,02	2,96	2,88	2,94

в виде функции только числа кварталов на одно ТП, что подтверждает правильность подхода к определению коэффициента f в нашей работе.

Произведенное сравнение показывает, что структура всех трех формул совершенно одинакова. Что же касается постоянных коэффициентов, то наиболее соответствующим практическим условием мы считаем применяемый нами коэффициент f .

Влияние вольтовой дуги на ток к. з. в сетях низкого напряжения

Г. С. Борчанинов
Уральский индустриальный институт

В расчете токов к. з. в сетях высокого напряжения расчет вводят не импедансы, а реактансы цепи. В этом пренебрежении активными сопротивлениями сети не приводит к недопустимым ошибкам. Подобное пренебрежение недопустимо при расчетах токов к. з. в сетях низкого напряжения. Более того, во втором случае соотношения между импедансами различных элементов цепи низкого напряжения таковы, что необходимо учитывать значения некоторых элементов сети (кабели, пронода, соединительные и сборные шины, аппараты, трансформаторы и контакты), которыми в практике пренебрегают в расчетах сетей высокого напряжения. Кроме того, некоторое влияние может оказать вольтова дуга, возникающая при к. з.

Уже замечено, что токи к. з. в низковольтной сети на практике не достигают тех громадных величин, какие получаются по расчету, если общая мощность питающих генераторов или трансформаторов достигает нескольких мегавольтампер. Это обстоятельство пытались объяснить влиянием сопротивления вольтовой дуги в месте короткого замыкания. Экспериментальные исследования сопротивления этой дуги подтвердили, что она, действительно, может понизить величину тока к. з. А. Я. Буилов и И. Д. Ногачев, сопоставляя данные Siepien, Besold и Müller со своими экспериментами, пришли к заключению, что сопротивление дуги, колеблясь в весьма широких пределах, имеет при токах порядка 6000÷8000 А

Siepien, Besold, H. u. Müller O., Neuerungen für d. Betrieb elektr. Niedersp. Maschinennetzen. ETZ H. 27. S. 953, 1930, Siepien J. and Strom A. P., Arcs in low-voltage power networks, Tr. AIEE, v. 50, p. 845, 1931. Буилов А. Я., Ногачев И. Д., Сопротивление низковольтной дуги перекрывающегося тока, "Электричество" № 12, 1933, стр. 36.

нижний предел 0,002÷0,003 Ω , а при токах большей величины нижний предел сопротивления вольтовой дуги еще понижается. Д. А. Городский, желая проверить выводы названных авторов, повторил в ВЭИ с некоторыми видоизменениями их опыты и получил примерно те же результаты. Несмотря на видимое согласие различных экспериментаторов, эти выводы не были единодушно приняты проектирующими инженерами. Причина скептического отношения инженеров-практиков основана на том факте, что некоторые установки, рассчитанные с учетом сопротивления вольтовой дуги, оказались неустойчивыми к возмущениям токов к. з.

Итак, необходимо констатировать, что пока удовлетворительного метода расчета токов к. з. интересующих нас сетей мы не имеем.

Можно указать два источника ошибок принятых методов расчета.

Прежде всего имеются некоторые элементы сети, импедансами которых нельзя пренебречь во всех случаях расчетов установок большой мощности. Сюда относятся импедансы измерительных трансформаторов тока, реактансы проводов с учетом всех их изгибов, увеличивающих их индуктивность, сопротивление контактов и реактансы кабелей.

Д. А. Городский в своем отчете по указанной выше работе указывает, что замеренное им индуктивное сопротивление силового трансформатора составило 0,0045 Ω , омическое — 0,0022 Ω ; сопротивление соединительных проводов — 0,0055 Ω , сопротивление шунта, плавких предохранителей и переходное сопротивление контактов — 0,0017 Ω . Очевидно, что пренебрежение любым из указанных элементов дает недопустимую ошибку в расчете.

В качестве второго примера приведем измерение автора на 1-й мареновской подстанции Магнитогорского металлургического завода имени Сталина, произведенные по схемам рис. 1а

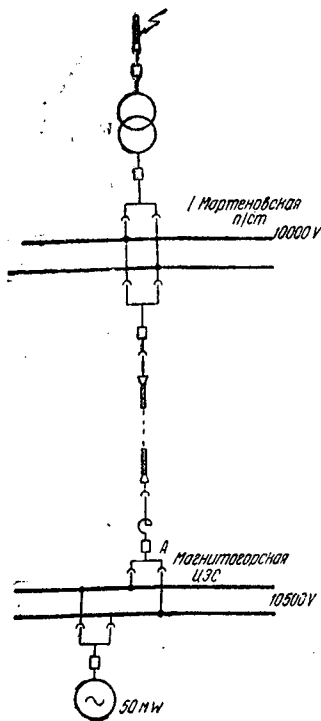
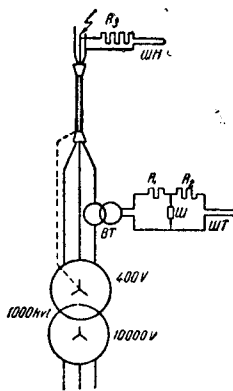
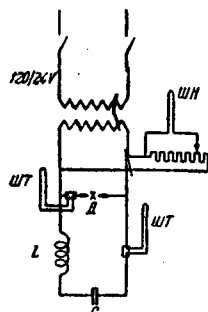


Рис. 1а. Общая схема опытов

Рис. 2. Схема лабораторных опытов. Д — вольтовая дуга; ШН и ШТ — шлейфы напряжения и тока

Рис. 1б. Схема выключения шлейфов осциллографа. ВТ — воздушный трансформатор тока; R_1 , R_2 и R_3 — добавочное сопротивление; ШТ и ШН — шлейфы тока и напряжения

и 16. Импеданс 1000-kVA трансформатора составил 6,72%, а суммарный импеданс цепи с учетом всех остальных элементов сети от клемм масляного выключателя А до места к. з. — 9,85% (импеданцы в процентах отнесены к мощности трансформатора). В последнюю величину входят импеданцы следующих элементов цепи: реактора высокого напряжения на пропускную мощность всей подстанции (составляет доли процента); высоковольтного кабеля; соединительных проводов и сборных шин высокого напряжения трансформатора, соединительных шин на стороне 400 В трансформатора — от трансформатора до масляного выключателя и от масляного выключателя до кабеля, всего около 10 м на фазу; 7–8 м провода, свернутого в катушку (воздушный трансформатор тока); 5-м отрезка кабеля САН $3 \times 185 \text{ мм}^2$ и, наконец, переходного сопротивления всех контактов. Можно с уверенностью сказать, что при расчете тока к. з. все эти элементы за исключением импеданса трансформатора и может быть реактора, практически не играющего роли, не были учтены, и вместо

$$I_a = \frac{I_n 100}{Z} = 1442 \cdot \frac{100}{9,85} = 14\,670 \text{ А}$$

был бы получен ток к. з.

$$I_a = 1442 \cdot \frac{100}{6,72} = 21\,500 \text{ А.}$$

Здесь $I_n = 1442 \text{ А}$ — номинальный ток трансформатора, к которому отнесены импеданцы, выраженные в процентах.

Приведенные примеры показывают, что недоучет импеданцев измерительных трансформаторов тока, проводов и кабелей, а также переходных сопротивлений контактов во многих практических случаях должен приводить к очень преувеличенным значениям расчетных токов.

Мы полагаем, что прежде чем искать объяснение тому обстоятельству, что действительные токи к. з. меньше расчетных, в сложных явлениях, связанных с наличием в цепи вольтовой дуги, иногда полезно проверить, все ли импедансы цепи, могущие оказывать влияние на величину расчетного а, учтены. Вероятно, много недоразумений, вызванных

введением в расчет неправильного, преувеличения сопротивления вольтовой дуги, было бы добросовестным учетом импеданцев всех элементов.

Второй источник ошибок в определении расчетных токов имеет более сложную природу.

Проектирующий инженер забывает, что вольт при к. з. вольтову дугу можно рассматривать как включенное в цепь сопротивление только в том случае, когда в сети отсутствуют свободные колебания, когда все контуры сети апериодичны.

В мощных низковольтных установках, которые в этой статье имеем в виду, подобные условия встречаются достаточно редко. Гораздо типичнее случаи, когда несколько контуров рассматриваемой сети обладают параметрами, что переходные процессы в этих возникающих при к. з. в каких-либо частях ее колебательный характер. В этом случае наличие дуги в месте к. з. имеет совсем иное значение. Дуга способна поддержать возникшие колебания, в которых условиях даже и увеличить амплитуду тока колебания так, что пики тока, образующиеся основной гармоникой тока к. з. с токами колебаний, больше, чем чистый ток 50 Гц к. з. при металлическом коротком. Эта способность дуги генерировать колебания ускользала от внимания экспериментаторов. Следует отметить, что недоучет генерирующей способности вольтовой дуги приводит в противоположность предыдущей ошибке к уменьшению расчетного тока. Таким образом можно сказать, что наложение этих двух обычно имеющих в практических расчетах ошибок может привести к тому, что к преувеличению, так и преуменьшению расчетных токов.

Приведем пример из лабораторной практики.

Схема опыта представлена на рис. 2. При разрыве вольтовой дуги ток, протекающий во вторичной цепи трансформатора, составлял около 11 мА при горении дуги — дуга, самоиндукция L и емкость C цепи колебания, с частотой, соответствующей пятой гармонике тока 50 Гц. Эффективная величина тока достигала 110–120 мА, т. е. при включении дуги в контуре увеличился в 10–12 раз.

Величина амплитуды тока свободных колебаний от постоянных контура и от характеристики вольтовой дуги. На рис. 3 представлена осциллограмма тока в контуре (б) тока трансформатора (а) и напряжения (с).

После изменения постоянных контура удалось уменьшить колебания, частота которых соответствовала третьей гармонике тока 50 Гц. Эффективный ток при горении дуги был равен около 30 мА, а при включении ее увеличился до 120–140 мА и в одном случае до 400 мА.

На рис. 4 представлена осциллограмма одного из колебаний частоты третьей гармоник.

2 Rüdénberg R., Elektrische Schaltvorgänge § 26, перев., изд. ГНТИ, 1931, стр. 260.

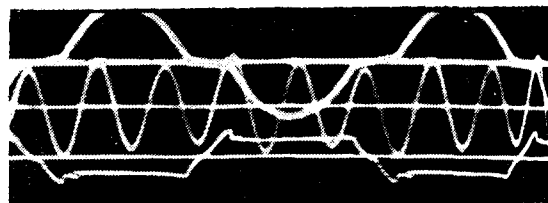


Рис. 3

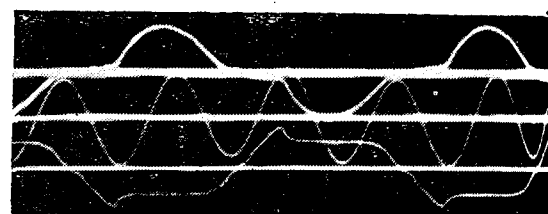


Рис. 4

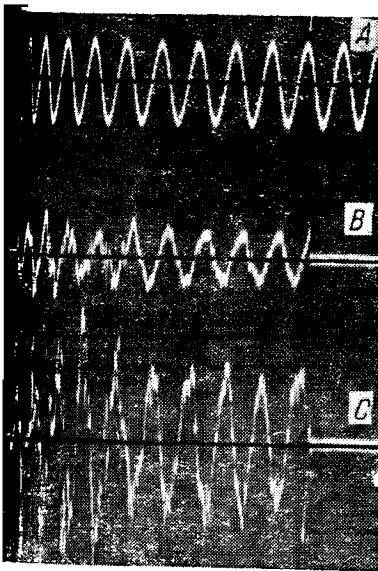


Рис. 5. Осциллограмма 3-полюсного к. з. *a* — напряжение на сборных шинах 10 кВ; *b* — ток к. з.; *c* — напряжение на дуге

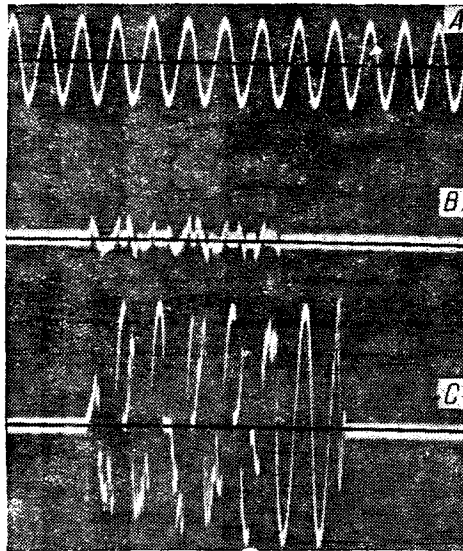


Рис. 6. Осциллограмма 2-полюсного к. з. *a* — напряжение на сборных шинах 10 кВ; *b* — ток к. з.; *c* — напряжение на дуге

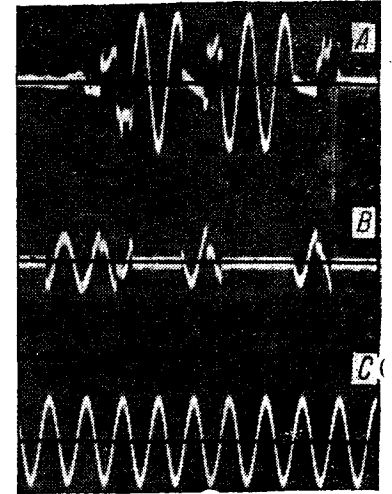


Рис. 7. Осциллограмма 1-полюсного к. з. *a* — напряжение на дуге; *b* — ток к. з.; *c* — напряжение на сборных шинах 10 кВ

ытовая дуга в указанных опытах была создана между двумя электродами. Следует заметить, что дуга между металлическими электродами, и в особенности между медными, обладающими хорошей теплопроводностью, должна быть гораздо ярче выраженной генерирующей способно-

сти. Пример относится к практике заводских низковольтных станков. Автором были сняты осциллограммы 1, 2 и 3-полюсных к. з. в кабеле, приключенном к клеммам понижающего трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 1000 кВА. Они производились на 1-й подстанции мартеновского цеха горногорского завода по схеме, приведенной на рис. 1 (табл. 1).

На рис. 5, 6 и 7 приведены осциллограммы 1, 2 и 3-полюсных к. з. между оголенными жилами кабеля $3 \times 185 \text{ мм}^2$. На осциллограммах отчетливо видны гармоники тока и напряжения, вызванные наличием свободных колебаний в контуре электрически или электромагнитно связанных с короткозамкнутым контуром.

Большая эффективная величина тока 3-полюсного к. з. составила около 18 600 А против расчетного тока металлического к. з. 14 670 А, если в расчет ввести полный действительный импеданс цепи, замеренный на месте и приведенный

выше. Наибольшее напряжение на дуге равнялось около 474 В при э. д. с. трансформатора 400 В. Наибольший ток 2-полюсного к. з. составил около 17 000 А против расчетного тока металлического к. з. 12 700 А, а наибольший эффективный ток 1-полюсного к. з. — около 10 000 А при расчетном токе 8300 А.

Характерно, что эффективная величина основной гармоники тока различных видов к. з. примерно соответствует величине соответствующего расчетного тока металлического к. з. Небезынтересно отметить и тот факт, что в то время как основная гармоника напряжения равна нулю, величина высших гармоник напряжения превышает напряжение холостого хода.

Анализ показывает, что колебания в контуре: самоиндукция трансформатора 1000 кВА — емкость кабельной сети 10 кВ должны иметь частоту, примерно соответствующую частоте наложившихся высших гармоник.

Оба приведенных примера показывают, что установившаяся у некоторых проектных организаций практика вводить в расчет тока к. з. в низковольтных сетях фиктивное сопротивление вольтовой дуги не имеет достаточной теоретической базы и вместо приближения расчетных токов к действительным дает прямо противоположный результат.

Профилактические испытания изоляции статорных обмоток работающих генераторов

Б. Н. Канонькин

Лаборатория им. А. А. Смурова Ленинградского электротехнического института

В статье ставится на обсуждение заинтересованных лиц и организаций вопрос о борьбе с авариями генераторов по причине пробоя изоляции статорных обмоток посредством периодических испытаний повышенным напряжением. Изучены понижения прочности изоляции и характер повреждений в ней дефектов. Изоляция в эксплуатации разрушается воздействием ряда факторов, которые приводят к разрушению. Рассмотрим наиболее существенные из них. Температура и циклы температурных изменений.

Изоляция, как известно, подвержена тепловому разрушению. Воздействие температуры особенно сказывается на органических веществах и волокнистых материалах изоляции. Одной из частей: рабочий нагрев часто вызывает распухание изоляции и иногда вытекание связующего вещества из слоев частей обмотки.

Циклы температурных сокращений и удлинений создают продольную компрессию обмотки и влекут за собой изломы и мятину в изоляции.

б) Электродинамические воздействия.

При стационарном режиме взаимодействия тока, текущего по проводнику, и поля рассеяния паза вызывает вибрацию обмотки.

Вибрация совместно с термическим разрушением ведет к постепенному выкрашиванию изоляции. При к. з. изоляция сдвигается, что может быть причиной изломов и мятин в ней. В особо суровых случаях повреждения изоляции столь значительны, что к. з. сопровождается пробоем; понятно, такие быстрые процессы разрушения мы здесь не будем рассматривать.

в) Воздействие электрического поля в основном сопровождается ионизацией газовых включений в изоля-

ции. Иногда изоляцию ослабляют импульсы перенапряжений.

Дефекты, возникающие в изоляции, грубо можно разбить на «распределенные» дефекты, занимающие участок обмотки большей относительной длины, и на «сосредоточенные», или «местные». К первой категории относятся, например, дефекты в виде термического разрушения обмотки и распухания изоляции, ко второй — изломы, мятинки и т. д.

Местные дефекты являются более опасными в смысле непосредственного пробоя.

Исследуемые нами дефекты развиваются постепенно и относительно медленно. Поэтому такие периодические испытания изоляции, которые способны выявить дефекты в достаточной ранней стадии их развития, позволят предотвратить пробой изоляции во время работы генератора.

Методы профилактики пробоев изоляции статорных обмоток. Методы профилактики можно разбить на две группы: 1) основанные на измерении характеристик изоляции (в дальнейшем будем называть их для краткости «методами измерения характеристик») и 2) испытания изоляции повышенным напряжением. При измерении характеристик о состоянии изоляции в момент испытания судят по величине каких-либо ее электрических параметров, например угла потерь ($\tan \delta$), сопротивления. Такие периодические измерения позволяют проследить изменение состояния изоляции с течением времени и во время подметить опасную стадию ее ослабления. Однако эти методы сами по себе недостаточны, так как практически мы можем измерять только некоторые интегральные, средние величины, которые дают лишь представление о состоянии основной массы изоляции, местные же дефекты такими способами нельзя обнаружить.

Испытания повышенным напряжением являются необходимым дополнением к измерению характеристик, так как именно эти испытания и позволяют обнаружить местные дефекты.

Во время этих испытаний может произойти пробой изоляции, вызванный таким местным дефектом, с которым изоляция могла бы работать еще некоторое время. Таким образом испытание повышенным напряжением как будто бы сокращает срок службы изоляции. Однако нам кажется, что при решении вопроса о целесообразности этих испытаний нужно принять во внимание следующее: 1) пробой изоляции во время работы генератора несравнимо тяжелее для энергосистемы, чем пробой при испытании; 2) испытание повышенным напряжением можно приурочить к годовой ревизии турбины, когда перерыв в работе генератора, связанный с ремонтом изоляции обмотки, пробитой при испытании, может быть сведен к минимуму.

Выбор величины испытательного напряжения. Испытания такого рода, судя по литературным данным, широко применяются за границей. Ниже в табл. 2 будет дана сводка испытательных напряжений, применяемых в разных странах. Большое различие в принятых испытательных напряжениях ($U_{исп}$ колеблется в пределах от одного до полутора-двух кратного линейного напряжения машины) может быть объяснено только лишь отсутствием каких-либо принципов ее выбора. Нам кажется, однако, что такой выбор вполне возможен.

Каждому испытательному напряжению $U_{исп}$ будет соответствовать свой срок Δt , который изоляция, подвергаясь испытанию, должна проработать без пробоев. Чтобы достигнуть непрерывной безаварийной работы, испытание напряжением должно повторяться периодически через интервал времени, равный Δt . Очевидно, что чем выше будет $U_{исп}$, тем в более ранней стадии развития выявлены будут дефекты, тем больше будет срок безаварийной работы изоляции и тем реже надо ее испытывать. При испытании изоляция пробьется, если в ней имеются дефекты, срок которых меньше Δt . Поэтому применение очень высоких напряжений нецелесообразно, так как это может заметно сократить срок службы изоляции. Целесообразнее делать более частые испытания менее высоким напряжением.

В дальнейшем будет сделан выбор величины испытательного напряжения для периодических испытаний один раз в год.

$U_{исп}$ зависит также от длительности испытания. Машинная изоляция обычно испытывается в течение минуты. Этот стандарт не встречает возражений, и мы также будем ориентироваться на это время.

Испытательное напряжение должно быть выбрано настолько высоким, чтобы надежно выявить такие дефекты, наличие которых должно вызвать пробой изоляции за промежуток времени до последующего испытания. С другой стороны,

необходимо, чтобы при выбранном напряжении и вероятности пробоя изоляции в таких ослабленных местах, которые не вызовут пробоя изоляции работы машины до последующего испытания.

Обоим поставленным условиям удовлетворит и выбранное на основе соотношения:

$$U_{исп} = k\alpha U_0 + \int_{t_n}^{t_{n+1}} \frac{\partial U}{\partial t} dt.$$

Здесь U_0 — уровень перенапряжения, которому гается изоляция; k и α — переходные коэффициенты прочности изоляции при перенапряжении к прочности при испытании, α — от прочности изоляции при нагреве к прочности при условиях испытания; $\frac{\partial U}{\partial t}$ — скорость понижения прочности изоляции в эксп. для данного вида перенапряжения; t_n и t_{n+1} — времени, соответствующие двум последующим испытаниям, причем $t_{n+1} - t_n = \Delta t$.

Первый член равенства (1) — $k\alpha U_0$ может быть минимально необходимой минутной прочностью $U_{мин}$ изоляции, обеспечивающей работу изоляции при данных перенапряжениях; второй член дает понижение прочности ΔU за время между двумя испытаниями.

Формула (1) можем переписать теперь в виде:

$$U_{исп} = U_{мин} + \Delta U.$$

Чтобы окончательно выбрать $U_{исп}$, нужно составить таблицу типа (1) или (1') для всех возможных видов перенапряжений и из $U_{исп}$ взять наибольшее из них.

Определим величины, входящие в уравнение (1). Переходные коэффициенты k и α , уровень перенапряжения и скорость понижения прочности. На рис. 1 даны полученные нами кривые $U_{пр} = f(t)$ для основных типов машинной изоляции класса В: шеллачного и микаленты на асфальтовом лаке. Прочность изоляции видно из рисунков, устанавливается через 25–40 мкс. эту установившуюся прочность длительной — $U_{кр}$ значим $U_{кр}$ минутную и $U_{кр}$ кратковременную прочность. Тогда согласно рис. 1, 2

$$\left. \begin{aligned} k_1 &= \frac{U_{кр}}{U_{исп}} = 0,87; \\ k_2 &= \frac{U_{кр}}{U_0} = 1,25. \end{aligned} \right\}$$

При перемежающихся дугах на землю изоляция подвергается перенапряжениям типа быстрозатухающих колебаний очень высокой частоты. Эти колебания весьма слабо. Некоторое представление о возможности их затухания дает рис. 3, где по данным 5 изображены колебания в обмотке генератора на 660 кВ благодаря медленно спадающей волне с фронта. Как можно судить по рисунку, затухание и происходит столь быстро, что по действию на них можно приравнять к импульсным напряжениям. На заводе «Электросила» Швеция, исследуя пробой на быстрозатухающими колебаниями частотой 15 000–20 000 Гц, установил, что пробой действительно всегда происходит либо на фронте, либо на максимуме первой полуволны, следовательно, импульсный характер. Коэффициент импульса согласно его опытам получился близким к единице. Однако при большом числе импульсов возникает кумулятивный эффект импульсная прочность изоляции по данным Вула [1] может понизиться до 50% от первоначальной.

Обозначим через $U_{зк}$ прочность изоляции при этих колебаниях. Тогда, ориентируясь на большое количество импульсов (падение прочности примем равным 20%), можем иметь:

$$k_3 = \frac{U_{кр}}{0,8 U_{зк}} = \frac{U_{кр} k_1}{0,8 U_{зк} \sqrt{2}},$$

так как $\frac{U_{кр}}{U_{исп}} = 1$, если $U_{кр}$ выражена в максимальных значениях.

Прочность машинной изоляции начинается с температуры примерно -0° . Согласно данным раторно-контрольных испытаний завода «Электросила»

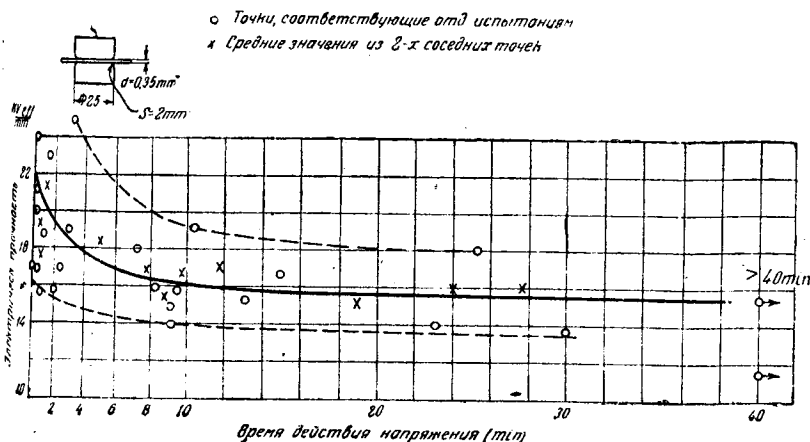


Рис. 1. Зависимость пробивного градиента микафольи на шеллаке от времени действия напряжения

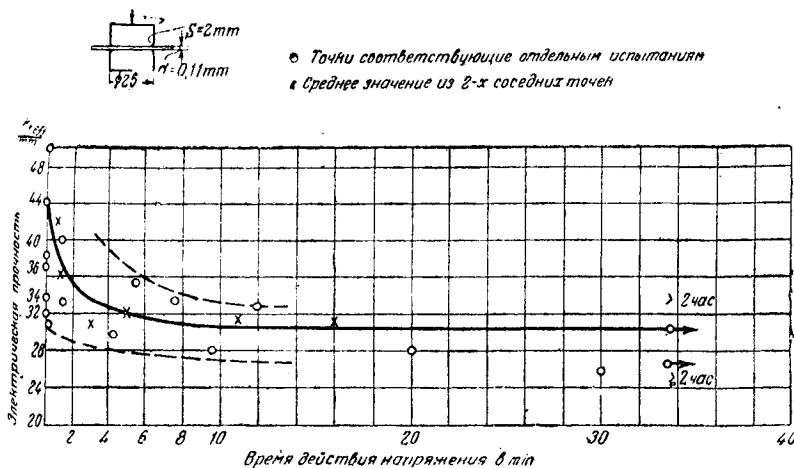


Рис. 2. Зависимость пробивного градиента для микаленты на асфальтовом лаке от времени действия напряжения

им. Кирова отношение прочности машинной изоляции при 100 и 20°:

$$\alpha = \frac{U_{20}}{U_{100}} = 1,1. \quad (4)$$

Исключим из дальнейшего рассмотрения машины, для которых возможно попадание на обмотку волн грозовых перенапряжений (машины, работающие непосредственно на воздушную сеть). При этом ограничении уровень перенапряжений, которому подвергается изоляция, определяется уровнем внутренних перенапряжений установки. Рассмотрим наиболее существенные из них:

а) Коммутационные перенапряжения согласно статистике высоковольтной лаборатории Ленэнерго¹ могут достигать величины $2,6U_{\phi}$ ($1,5U_A$). Эти перенапряжения можно считать эквивалентными кратковременным и принять переходный коэффициент k равным k_1 .

б) Внезапный сброс нагрузки. Возможны перенапряжения до $1,4U_{\phi}$. Для машин с автоматическим гашением поля принимаем переходный коэффициент равным k_1 , а для остальных $k = 1$.

в) Перенапряжения при длительном однофазном заземлении. У машин с наглухо заземленной нейтралью такого рода перенапряжения могут достигать U_A . Возможную продолжительность их можно считать не менее 30–40 мин, т. е. согласно принятой выше терминологии «длительной». Поэтому можно принять $k = k_2 = 1,25$.

г) Перенапряжения при перемежающихся дугах на землю. Они изучены слабо. Теоретически возможны кратности до $5,5U_{\phi}$.

Однако как известно, вероятность появления перенапряжения резко падает с увеличением его кратности. Поэтому

¹ Сведения взяты из отчета Ленэнерго, составленного инж. Калантаровым.

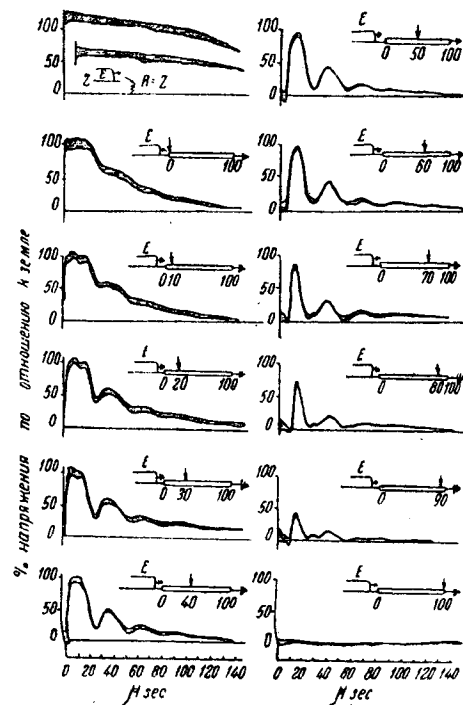


Рис. 3. Колебания в обмотке 6,6 kV, возникшие под действием медленно спадающей волны с крутым фронтом (по Бене)

целесообразнее ориентироваться на напряжения порядка $3 \div 3,5U_{\phi}$. Правильность такого выбора подтверждается эксплуатационной статистикой высоковольтной лаборатории Ленэнерго² за 1934 г.: на сборных шинах генераторов Вгэс было зарегистрировано 188 перенапряжений, вызванных дугами на землю, с наибольшей кратностью $3,1U_{\phi}$ ($1,79U_A$). Переходный коэффициент для этого вида перенапряжений $k_3 = 0,77$.

Согласно соотношению (1)

$$\Delta U = \int_{t_n}^{t_{n+1}} \frac{\partial U}{\partial t} dt = \int_{t_n}^{t_{n+1}} a dt. \quad (5)$$

Примем в первом приближении, что прочность изоляции в эксплуатации понижается равномерно, тогда (5) переписывается так:

$$\Delta U = a \Delta t. \quad (5')$$

Строго говоря, под a следует подразумевать скорость понижения прочности изоляции в дефектном месте. Однако в настоящее время для генераторной изоляции величина a почти совершенно неизвестна, и мы в дальнейшем подсчете будем ориентироваться на среднюю скорость понижения прочности изоляции. Последняя может быть определена как

$$a = \frac{U - U_{\min}}{T},$$

где U — прочность изоляции новой машины, а T — полный срок службы изоляции.

Согласно данным Поляк [2] для изоляции класса В $T = 80\,000 - 1\,000\,000$ h (примерно 13,5 – 16,5 лет), по Шнейдеру [4] $T = 60\,000 - 80\,000$ h (10–13 лет). Примем в среднем $T = 85\,000$ h. Тогда, принимая $\Delta T = 1$ году, будем иметь:

$$\Delta U = \frac{\Delta t}{T} (U - U_{\min}) \approx 0,07 (U - U_{\min}). \quad (6)$$

Величина испытательного напряжения. После проведенного рассмотрения величина $U_{исп}$ легко подсчитывается по уравнению (6). Для наглядности подсчет $U_{исп}$ для всех видов перенапряжений дан в табл. 1.

Таблица 1

Подсчет величины минутного испытательного напряжения

Вид перенапряжения	Уровень перенапряжения (U_0)	Коэффициент k	kU_0	$U_{min} kU_0$	$U_{исп}$ $\Delta U = 0,07kU_0$	Примечания
Сброс нагрузки	$1,4U_0$ ($0,81U_A$)	0,87	$0,7U_A$	$0,78U_A$	$0,82U_A$	Для машин с автоматическим гашением пом
То же	$1,4U_0$ ($0,81U_A$)	1,25	$1,0U_A$	$1,1U_A$	$1,17U_A$	Для машин с неавтоматическим гашением пом
Длительное однофазное заземление .	U_A	1,25	$1,25U_A$	$1,37U_A$	$1,47U_A$ $1,18U_A$	Для машин с нагрузкой заземленной нейтралью
Включение и выключение	$2,6U_0$ ($1,5U_A$)	0,87	$1,3U_A$	$1,43U_A$	$1,53U_A$	
Перенапряжения при перемежающихся дугах на землю	$3,2U_0$ ($1,85U_A$)	0,77	$1,42U_A$	$1,50U_A$	$1,60U_A$	

Таблица показывает, что испытательное напряжение должно быть взято не менее чем $1,6 U_A$. Однако при испытании этим напряжением изоляция ко времени последующего испытания будет иметь лишь прочность, равную U_{min} , т. е. практически не будет никакого запаса. Поэтому целесообразнее остановиться окончательно на величине

$$U_{исп} = 1,65 U_A. \quad (7)$$

Если же генератор испытывается в нагретом виде, то $U_{исп}$ можно снизить:

$$U_{исп} = 1,5 U_A. \quad (7')$$

Испытательное напряжение должно прикладываться поочередно ко всем трем фазам в то время, как две другие фазы заземлены. При таком способе испытания изоляция фаз относительно земли подвергается однократному действию $U_{исп}$, а имеющая двойную толщину межфазовая изоляция нагружается дважды.

Таблица 2

Применяемые минутные испытательные напряжения для периодических испытаний работающих генераторов

Страна	$U_{исп}$ в V	Примечание
Американские компании	1) $1,25U_A + 500$ $1,75U_A + 500$ 2) $1,5 U_A$	(между фазами)
Англия (стандарт) . .	$1,5U_A + 750$	(75% от $U_{исп}$ для новой машины)
Германия (Черновицы)	$1,13U_A$	
СССР { Мосэнерго ОСТ 3888	$1,25U_A \div 1,3U_A$	

В табл. 2 дана сводка величин $U_{исп}$, принятых у нас и за границей.

Как показывает сравнение с таблицей, выбранное нами испытательное напряжение заметно превосходит применявшееся до сих пор в СССР.

Против испытания предлагаемым нами могут быть выдвинуты следующие возражения: 1) возможность ослабления изоляции испытательным напряжением; 2) возможность прооя изоляции при испытании в таком дефектном месте, наличие которого не привело бы к аварии генераторов за время до последующего испытания.

Первое возражение является несостоятельным. Время, необходимое для пробоя, в зависимости от форм пробоя, ко-
рой подвержен данный тип изоляции, может колебаться от долей микросекунды до многих сотен часов. Мы вправе
кидать частичного ослабления изоляции испытательным

напряжением промышленной частоты лишь только в том случае, когда длительность испытания и время разрушения изоляции (пробоя) — величины одного порядка. Действительно, при быстром пробое вероятность прекращения испытания в момент, когда пробой начался, но не успел завершиться, ничтожно мала; если же пробой требует большого времени, то за время испытания заметного разрушения изоляции произойти не успеет. Характер пробоя машинной изоляции окончательно не установлен, но, повидимому, он близок к тепловому. Тепловой пробой требует длительного времени, в особенности при хороших условиях теплоотвода от изоляции при испытании охлажденной машины. Скорость пробоя может стать сравнимой с длительностью испытания только при ненормально большой величине диэлектрических потерь изоляции, но этот опасный случай полностью исключается обязательным предварительным измерением диэлектрических потерь. Время, необходимое для пробоя, может быть сравнимым с длительностью испытания также при наличии частичных разрядов в газовых прослойках в изоляции в виде искры. Однако наши детальные исследования показали, что в машинной изоляции образование частичных разрядов такого характера исключено благодаря ограничивающему действию емкости твердого диэлектрика и низкой поверхностной проводимости изоляции. Возможно образование лишь мягкой короны, которая обладает весьма медленным разрушающим действием. Таким образом нет никаких причин опасаться ослабления изоляции испытательным напряжением.

Наши экспериментальные исследования также показали полную безвредность для машинной изоляции испытательных напряжений.

Было изучено влияние предварительного приложения напряжения на электропрочность желтой лакоткани. Напряжение, при котором производилась предварительная экспозиция, доходило вплоть до пробивного (20—30% точек не выдерживали предварительной минутной экспозиции), однако снижения прочности лакоткани не наблюдалось, несмотря на то, что желтая лакоткань является одной из наиболее неустойчивых компонент машинной изоляции. Некоторое понижение кратковременной прочности при отсутствии «отдыха» (рис. 4) исчезало полностью после того, как изоляция отдыхала в течение нескольких минут (рис. 5). Снижение кратковременной прочности является, таким образом, результатом нагрева изоляции диэлектрическими потерями. Это положение подтвердилось опытами с хорошо просушенной лакотканью, которые показали (рис. 6 и 7),

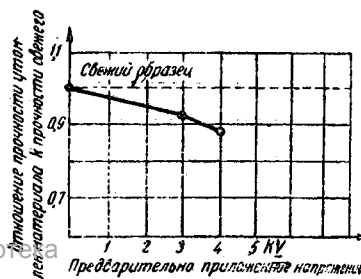


Рис. 4. Влияние величины предварительного приложения напряжения на кратковременную электропрочность желтой лакоткани толщиной 0,25 мм

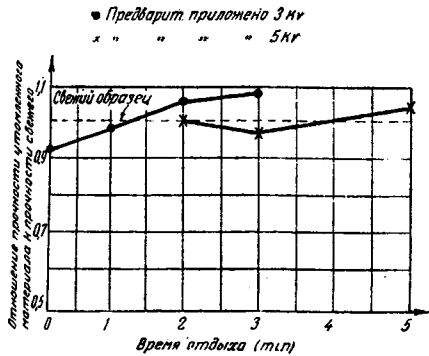


Рис. 5. Влияние времени отдыха после предварительной экспозиции под напряжением на кратковременную электропрочность желтой лакоткани ($d = 0,25$ mm)

лучае отсутствия отдыха при наличии предварительной экспозиции снижается только кратковременная прочность. Установившаяся прочность, для которой диэлектрик разогрев во время предварительной экспозиции играет меньшую роль, остается неизменной.

Отмеченное возражение имеет некоторые основания, так как выбор величины испытательного напряжения сделан с большой осторожностью, но на основе, по-видимому, недостаточно полных сведений о скорости понижения прочности изоляции в эксплуатации и прочности изоляции при перенапряжениях. Однако вероятность пробоя изоляции при испытании выбранным напряжением в таком месте, которое могло бы работать длительно без пробоя, все же весьма мала.

Выводя, можно сказать следующее:

внедрение в практику эксплуатирующих организаций физических профилактических испытаний изоляции позволит предотвратить пробой изоляции во время работы аппарата.

Методы измерения характеристик позволяют судить об состоянии изоляции.

Для выявления местных дефектов изоляции необходимо физически испытывать ее повышенным напряжением.

Чтобы исключить случайные пробой изоляции при испытании, необходимо предварительно измерять диэлектрические потери, или в крайнем случае сопротивление ее постоянному току.

Для ежегодных испытаний изоляции предлагается минимальное испытательное напряжение $1,65 V_d$.

Для дальнейшей рационализации методики профилактических испытаний и определения более рациональных сроков этих испытаний необходимы дополнительные исследования по следующей тематике:

1. Изучение процессов старения машинной изоляции и скорости понижения прочности изоляции в эксплуатации;

2. Связь между процессами старения машинной изоляции, связанной на обмотку, и ее электрическими характеристиками;

3. Влияние поведения машинной изоляции, нанесенной на обмотку, на различные виды напряжения, соответствующих различным

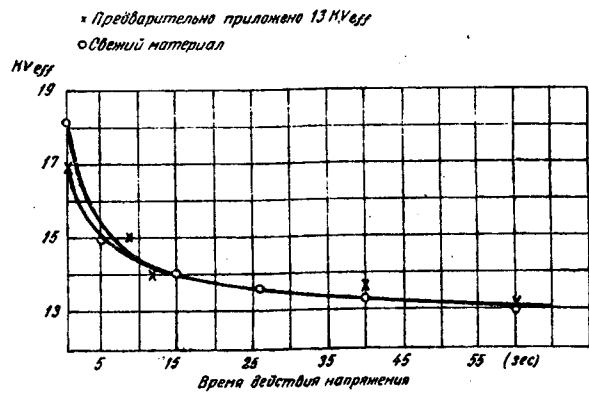


Рис. 6. Влияние на электропрочность двух слоев хорошо просушенной желтой лакоткани толщиной 0,25 mm предварительно приложенного напряжения

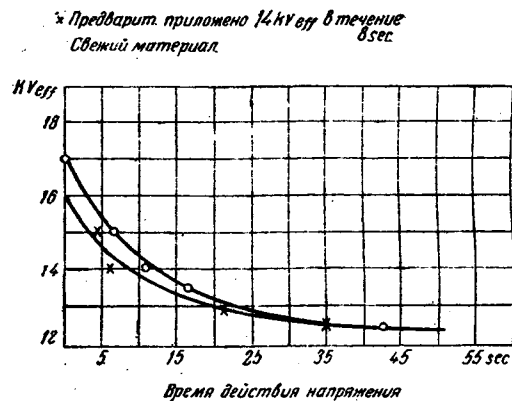


Рис. 7. Влияние предварительно приложенного напряжения на электропрочность двух слоев лакоткани толщиной 0,25 mm

ным типам перенапряжений, как-то: при импульсах, быстро затухающих колебаниях высокой частоты и т. д.⁸

Литература

1. Б. Вул. Журнал техн. физ. II, вып. 3—4, стр. 371—353.
2. Поляк. «Электрические станции» № 5, 1934, стр. 10—21 и № 6, 1935, стр. 1—12.
3. Böhne. Tr. AIEE, 1930, стр. 1586—1607.
4. Schneider. ETZ № 36, 1933, стр. 830. Реферат «Электричество» № 4, 1934.

⁸ В статье автор использовал ряд положений, высказанных доп. К. С. Архангельским.

Периодические испытания изоляции распределительных устройств высокого напряжения

К. С. Архангельский

Лаборатория им. А. А. Смурова Ленинградского электротехнического

Ряд наблюдений показывает, что изоляция распределительных устройств и аппаратуры установок высокого напряжения после некоторого времени эксплуатации их часто имеет прочность значительно меньше той, которую она имела при приемочных испытаниях, и ниже той, которая необходима для надежной работы.

Поставленная перед энергосистемами задача полной ликвидации аварий требует принятия мер, исключающих аварии по причине неудовлетворительного состояния изоляции. Одна из основных мер такого рода — выделение дефектной изоляции путем периодических испытаний.

Методы и режим периодических испытаний изоляции распределительных устройств аппаратов высокого напряжения и являются темой этой статьи.

Методы определения дефектов. Дефекты изоляции могут быть разбиты на два основных вида: дефекты местные и дефекты распределенные.

Местными называются дефекты, сосредоточенные в небольшой части изоляции, например трещины в твердой изоляции — фарфоре, компаунде и др., механические повреждения изоляции кабеля машины и т. д.

Дефекты распределенные охватывают значительную часть всей изоляции. Примером изоляции с распределенными дефектами являются отсыревшие бумажные проходные изоляторы.

Для выделения дефектной изоляции применяют испытания повышенным напряжением и измерение диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) и в некоторых случаях сопротивления изоляции.

Измерением потерь или сопротивления могут быть обнаружены лишь очень сильно развитые местные дефекты. Этот способ позволяет судить о среднем состоянии изоляции. Иначе говоря, по величине потерь можно установить наличие распределенных дефектов. При испытании напряжением местные дефекты обнаруживаются, но распределенные дефекты могут остаться не выявленными. Например, бакелитовый проходной изолятор, отсыревший настолько, что возможен тепловой пробой его при длительно приложенном к нему рабочем напряжении, может выдержать кратковременные испытания повышенным напряжением.

Поэтому дефективность изоляции нужно проверять обоими способами. Ограничиться одним способом можно лишь в тех случаях, когда какой-либо из двух рассмотренных видов дефектов мало вероятен для испытываемого объекта.

Диэлектрические потери как характеристика состояния изоляции. Под влиянием напряжения в диэлектрике, находящемся под напряжением, выделяются потери, пропорциональные, как известно, $\text{tg } \delta$ и вызывающие нагрев его.

Тангенс угла потерь остается постоянным при повышении напряжения до тех пор, пока не начнется ионизация. С этого момента с дальнейшим ростом напряжения $\text{tg } \delta$ увеличивается, так как в изоляции возникают дополнительные потери на ионизацию.

Существует мнение, что изолятор, в котором наблюдается ионизация при напряжении порядка рабочего, дефектен и непригоден для эксплуатации. Это положение недостаточно обосновано, так как неизвестны примеры повреждения изоляторов по причине ионизации. Более того, известны случаи безаварийной работы изоляторов, ионизация в которых начиналась при напряжении ниже рабочего. Например, по данным Ленэнерго¹ напряжение ионизации ниже рабочего имеют 51% 35-kV и 70% 110-kV изоляторов.

Иногда о степени опасности ионизации судят по приращению $\text{tg } \delta$ ($\Delta \text{tg } \delta$) при изменении напряжения в определенном диапазоне. Однако этот критерий нельзя рассматривать как исчерпывающий по следующим соображениям.

Может оказаться, что интенсивная ионизация в диэлектрике происходит лишь в одном ограниченном участке, что при значительных размерах исследуемого образца приводит

к незначительному или даже незаметному возрастанию с напряжением, хотя разрушающее действие ионизации может быть значительным. Наоборот, менее интенсивная ионизация, происходящая в большом объеме грибка, вызовет значительное возрастание потерь при увеличении напряжения и будет воспринята наблюдателем как серьезный дефект.

Весьма ценной характеристикой состояния изоляции являются потери при рабочем напряжении. Если потери превышают некоторое определенное значение, то грибок изолятора нагревается до такой высокой температуры, что происходит пробой его при рабочем напряжении. Четным или опытным путем можно установить это значение $\text{tg } \delta$ для изоляторов различных типов.

При рабочем напряжении $\text{tg } \delta$ можно представить в виде:

$$\text{tg } \delta = \text{tg } \delta_0 + \Delta \text{tg } \delta,$$

где $\text{tg } \delta_0$ — значение $\text{tg } \delta$ до ионизации, $\Delta \text{tg } \delta$ — приращение $\text{tg } \delta$ при повышении напряжения от напряжения U_0 до рабочего.

Ввиду того что $\text{tg } \delta_0$ не зависит от напряжения, указывают опыты, при рабочем напряжении $\Delta \text{tg } \delta$ не превосходит 10—15% от $\text{tg } \delta_0$, измерение $\text{tg } \delta$ можно дать при напряжении ниже рабочего.

Это положение имеет серьезное значение при выполнении массового контроля изоляции. Измерение потерь при рабочем напряжении, особенно изоляторов 110 kV в условиях эксплуатации весьма сложно, требует сложной аппаратуры и значительного времени. Необходимо учесть, что:

1) наиболее часто встречаемый дефект изоляции — ее увлажнение — может быть выявлен при измерении потерь при сравнительно невысоком напряжении;

2) характер зависимости $\text{tg } \delta$ от напряжения не дает указаний о степени опасности возникшей ионизации;

3) кроме измерения потерь, изоляция испытывается повышенным напряжением.

В настоящее время можно рекомендовать измерять $\text{tg } \delta$ при напряжении 10—15 kV. При этом напряжении испытываемая установка не будет громоздкой, а точность измерений вполне достаточная. Определение же зависимости $\text{tg } \delta$ от напряжения следует производить лишь на отдельных объектах в порядке исследования, но не в порядке массового контроля.

Как уже раньше указывалось, расчетным путем можно установить то предельное значение $\text{tg } \delta$, превышение которого приводит к тепловому пробое изолятора при рабочем напряжении. Однако практически расчеты могут дать ориентировочное значение предела. Дело в том, что свойства различных изоляторов (например, степень возрастания потерь с температурой) могут колебаться в весьма широком диапазоне, размеры изоляторов не одинаковы, потери в изоляторах могут распределяться неравномерно. Кроме того, при выборе допустимых потерь необходимо учесть, что за последние десятилетия измерений $\text{tg } \delta$ может увеличиться.

Следует иметь в виду, что чем ниже будут допустимые значения $\text{tg } \delta$, тем более надежная изоляция будет установлена в установках, но одновременно с этим число изоляторов, подлежащих замене, будет больше.

Для достижения оптимального эффекта при выборе допустимых значений $\text{tg } \delta$ для большей гибкости и оперативности в работе по обеспечению надежности изоляции подстанций целесообразности классификацию изоляторов конденсаторного типа, введенную в табл. 1.

Для изоляторов 6 kV можно принять $\text{tg } \delta$ до 8%.

Для сравнения в табл. 2 приведены рекомендации AGA and Electr. Co.², относящиеся к изоляторам всех классов.

¹ М. Г. Лойцянская, Труды 3-й Всесоюзной конференции по электроизолирующим материалам, 1934.

² Gross and Turner, El. World, 1934, Jan.

Таблица 1

Классификация проходных бакелито-бумажных изоляторов конденсаторного типа по величине $\operatorname{tg} \delta$ (в процентах)

Напряжение установки	35 kV		110 kV
Нейтраль	Заземл.	Изолир.	Заземл.
Группа первая			
Изоляция вполне удовлетворительная	До 3	До 1,5	До 1,5
Группа вторая			
Изоляция неудовлетворительная, желательна замена . .	3—6	1,5—3	1,5—3]
Группа третья			
Изоляция совершенно неудовлетворительная, необходима немедленная замена . .	Более 6	Более 3	Более 3

Таблица 2

Классификация изоляторов по величине $\operatorname{tg} \delta$ (в процентах), принятая American Gas and Electr. Co

Тип изоляторов	Изоляторы конденсаторные и с масляным заполнением	Изоляторы сплошные фарфоровые и с компаундным заполнением
Группа первая		
Изоляция хорошая	До 3,5	До 4
Группа вторая		
Изоляция дефектная	От 3,5 до 5	От 4 до 6
Группа третья		
Изоляция неудовлетворительная, подлежит немедленной замене	Более 5	Более 6

Расчет допустимых потерь в изоляторах с компаундным заполнением весьма затруднителен. Завод «Электроаппарат» считает нормальными новые втулки, $\operatorname{tg} \delta$ которых не превышает двух процентов.

В изоляторах с масляным заполнением тепловой пробой невозможен. Поэтому установить расчетным путем допустимые потери затруднительно. Увеличение $\operatorname{tg} \delta$ этих изоляторов может произойти в результате или окисления масла, или отсыревания барьеров или же масла. В последнем случае может произойти перераспределение градиента в радиальном направлении и как результат этого — понижение пробивного напряжения. Впредь до получения необходимых опытных данных можно принять для обоих рассмотренных типов изоляторов рекомендацию American Gas and Electr. Co.

После измерения потерь в отдельных изоляторах нужно произвести измерение потерь каждой пары их при включенном положении масляного выключателя. Если при первом измерении обнаружены потери больше допустимых, необходимо установить, чем обусловлены такие потери, самими ли изоляторами или же загрязнением погруженной в масло его поверхностью. В последнем случае после очистки изолятора потери должны уменьшаться. Значительное увеличение потерь при измерении во включенном положении выключателя указывает на неудовлетворительное состояние изоляции тяги.

Сопротивление изоляции штока может быть приближенно определено из выражения:

$$R = \frac{1}{2C_1 \omega (\operatorname{tg} \delta_0 - \operatorname{tg} \delta_1)} = \frac{600}{\operatorname{tg} \delta_0 - \operatorname{tg} \delta_1} \text{ [MΩ]},$$

где $\operatorname{tg} \delta_0$ — результат измерения при включенном положении выключателя (в процентах), $\operatorname{tg} \delta_1$ — среднее значение результатов раздельных измерений соответствующих изоляторов.

Считая, что сопротивление штока должно быть не менее 200—300 MΩ, увеличение $\operatorname{tg} \delta$ при включенном положении выключателя не должно превосходить 2—3%.

Укажем, что в выключателях с гасильными камерами большие потери могут быть обусловлены неудовлетворительным состоянием изоляции камеры. Поэтому рекомендуется проверить состояние изоляции бакелита камеры либо измерив потери, либо испытанием напряжением.

При измерении потерь в изоляторах необходимо обращать внимание на следующее: 1) изоляторы перед измерением должны быть обернуты снаружи чистой тряпкой; 2) желательно, чтобы при измерении изоляция приняла температуру окружающей среды; 3) результат измерений необходимо приводить к одной температуре; 4) результаты испытаний должны заноситься в «личную» карточку изолятора.

В карточку должны заноситься результаты всех измерений и испытаний изолятора, а также все перемещения изолятора.

Испытание напряжением. Наибольшие напряжения, которым подвергается изоляция за время эксплуатации, имеют характер или быстрозатухающих высокочастотных колебаний (коммутационных и дуговых перенапряжений) или кратковременных импульсов (атмосферные перенапряжения). По-видимому, наиболее рационально испытывать изоляцию подобными напряжениями. Однако в настоящее время не разработана и не изучена еще методика испытания этими напряжениями и существует опасность частичного повреждения изоляции при испытании. Поэтому пока целесообразно производить испытание напряжением промышленной частоты. В некоторых случаях, когда емкость испытываемого объекта настолько велика, что требуется применение испытательного трансформатора значительной мощности, часто производят испытание выпрямленным напряжением³ (например испытание кабелей).

Верхним пределом периодического испытательного напряжения является испытательное напряжение новой аппаратуры. Величина его нормирована и по ней ориентируются заводы при конструировании и расчете изоляции. Испытательные напряжения аппаратуры на 35 kV и выше, принятые разными организациями, довольно близки друг к другу. Но для небольших напряжений (до 6—11 kV) наблюдается довольно значительная разница. Это обстоятельство нужно учитывать при выборе испытательного напряжения эксплуатируемой аппаратуры.

С другой стороны, испытательное напряжение для установок, связанных с воздушными линиями, не должно быть ниже начального действия разрядника. Таким образом испытательное напряжение должно лежать в пределах, указанных в табл. 3.

Таблица 3

Напряжение установки kV	Уровень перенапряжений — начального действия разрядников kV	Испытательное напряжение новой аппаратуры kV
6,6	14—17	33—17 *
11	25—28	42—27 *
35	75—90	100—83 *
110	175—240	260

* По нормам AIEE и BSS.

При выборе испытательного напряжения следует иметь в виду следующее:

1. В установках, работающих с нейтралью, изолированной или заземленной через значительное сопротивление, может возникать довольно длительное повышение напряжения на изоляции и, кроме того, в этих установках изоляция подвергается более высокому перенапряжениям.

2. Разрядное напряжение по деревянным или бакелитовым штангам значительно зависит от времени приложения

³ При испытании выпрямленным напряжением распределение градиента по изоляции может сильно отличаться от того, которое имеет место при быстрозатухающих колебаниях или при промышленной частоте.

напряжений. Для этой изоляции испытание напряжением промышленной частоты в течение одной или нескольких минут значительно более сурово, нежели воздействие кратковременных перенапряжений. Наряду с этим не исключается возможность повреждения этой изоляции при испытании. Поэтому при наличии деревянной или бакелито-бумажной изоляции испытательное напряжение можно брать несколько ниже, чем для других видов изоляции.

На основании приведенных соображений и составлена табл. 4 испытательных напряжений изоляции подстанций.

Таблица 4
Испытательное напряжение

Напряже- ние уста- новки kV	Испытатель- ное напря- жение в экс- плуатации kV	Примечание
6, 6	15	Изоляция заграничных фирм (за исключением изоляции аппаратуры, построенной по нормам AIEE), бакелито-бумажная или деревянная изоляция (тяги выключателей и приводов)
	25	Изоляция чисто фарфоровая союзного изготовления или построенная по нормам VDE
35	90	В системах с незаземленной нейтралью и при отсутствии бакелито-бумажной или деревянной изоляции
	70	В системах с заземленной нейтралью или с незаземленной, но при наличии изоляции бакелито-бумажной или деревянной (штанги, тяги и т. д.)
110	150	При наличии деревянной или бакелито-бумажной изоляции
	200	При отсутствии бакелито-бумажной или деревянной изоляции

Примечания: 1. Рекомендуемые данные не предусматривают испытания силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения или трансформаторов тока с масляным заполнением.

2. Длительность испытания — 1 мин, частота 50 Hz.

3. При испытании изоляции необходимо применение индикатора неполных зарядов (см. далее).

При анализе вопроса, в каких случаях можно ожидать заметного понижения прочности изоляции от воздействия испытательного напряжения, следует распределить процессы разрушения изоляции на следующие три основные группы: первая — время разрушения значительно меньше времени испытания, вторая — время разрушения одного порядка с ним, третья — время разрушения значительно больше времени испытания.

Понятно, в некоторых случаях трудно точно установить, какой группе следует отнести тот или иной процесс разрушения.

Весьма быстрое разрушение изоляции наблюдается в случае электрического пробоя. Время от начала пробоя до полного развития его — перехода в дугу, измеряется микросекундами или долями секунды.

Если испытание длится одну или несколько минут, то вероятность прекращения его в очень малых промежутках времени развития пробоя ничтожно мала. Поэтому в рассматриваемом случае практически исключена возможность понижения прочности изоляции в дефектном месте при испытании.

При частичном повреждении изоляции, например при пробое одного из слоев конденсаторного изолятора, может

произойти от воздействия импульса), или при пробое одного из элементов составного фарфорового изолятора, или при образовании трещин (полостей) в компаунде, возникают разряды, в которых ток ограничен емкостью на поврежденной части изоляции. Неполные разряды могут возникнуть не только в воздушных промежутках, но и в масле. Например, в проходном изоляторе с масляным заполнением при неблагоприятном распределении градиента происходит пробой масла в промежутках между барьерами.

Длительность разрушения изоляции частичными разрядами меняется от долей секунды до нескольких минут или даже часов, иначе говоря, она одного порядка с длительностью испытания. Поэтому вполне вероятно, что за время испытания изоляция будет повреждена частичными разрядами, и прочность ее значительно понизится.

При приложении напряжения к твердому диэлектрику (бакелит, дерево), обладающему большими потерями, температура диэлектрика может достигнуть столь высоких значений, что он начнет разрушаться. Этот процесс разрушения может длиться от нескольких минут до нескольких сотен тысяч часов. Прочность такой изоляции за время испытания повышенным напряжением также может быть понижена.

Весьма медленное разрушение изоляции (третья группа) происходит, например, при возникновении в газовых включениях диэлектрика или при нагреве изоляции потерями до температуры, незначительно превосходящей допустимую для нее. Совершенно очевидно, что нельзя ожидать сколько-нибудь заметного понижения прочности изоляции в сравнительно короткий промежуток времени испытания вследствие этого разрушения.

Для уменьшения возможности повреждения изоляции из-за нагрева перед испытанием следует произвести измерения потерь и если они окажутся чрезмерно большими, то испытания напряжения не следует производить.

Появление частичных разрядов, ведущих к повреждению изоляции при испытании, может быть обнаружено прибором, разработанным в лаборатории им. А. А. Смурова инж. К. С. Архангельским и А. Н. Власовым. Прибор, названный индикатором частичных разрядов, состоит из колебательного контура, усилителя, выпрямителя и гальванометра постоянного тока (рис. 1).

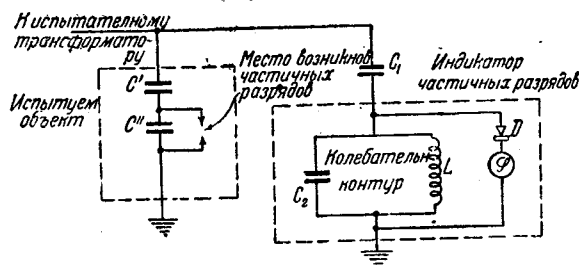


Рис. 1. Принципиальная схема включения индикатора частичных разрядов:

- C' — емкость неповрежденной части диэлектрика,
- C'' — емкость поврежденной части диэлектрика,
- C_1 — разделительная емкость индикатора частичных разрядов,
- $C_2 L$ — емкость и самоиндукция колебательного контура индикатора,
- D — детектор,
- G — гальванометр

Колебательный контур через емкость включается параллельно исследуемому объекту.

При появлении в испытываемом объекте частичных разрядов возникают высокочастотные колебания, возбуждающие контур индикатора. В цепи гальванометра появляется ток, и таким образом, по отклонении стрелки гальванометра можно определить о появлении частичных разрядов в испытываемом объекте. Многократная проверка индикатора в лабораторных испытаниях показала большую чувствительность его даже к весьма слабым частичным разрядам и возможность выделения таких дефектов в изоляции, которые при обычных испытаниях оставались необнаруженными. Мы полагаем, что применение индикатора частичных разрядов значительно уменьшит возможность повреждения изоляции при испытании ее повышенным напряжением.

К теории трехфазных индукционных двигателей

Недавно в беседе по одному техническому вопросу я столкнулся с весьма своеобразным толкованием связи между величиной вращающего момента трехфазного индукционного двигателя и джоулевыми потерями в его вторичной обмотке. В ответ на мои возражения мой собеседник сослался на книгу акад. К. И. Шенфера «Асинхронные двигатели», вышедшую в 1934 г. третьим изданием. Проверив, я убедился, что ссылка была сделана верно, но так как упомянутое толкование по моему мнению совершенно неправильно, то я решил изложить свои возражения в журнале «Электричество».

Речь идет о толковании формулы:

$$M = \frac{m_2 r_2 I_2^2}{s \omega_1} \text{ джоулей,}$$

где M — вращающий момент трехфазного индукционного двигателя, ω_1 — угловая частота поля, s — скольжение, а m_2 , r_2 , I_2 — число фаз, сопротивление и ток вторичной обмотки.

Дав общезвестный вывод этой формулы (§ 66, стр. 89, формула 76, 3-е изд., 1934 г.), К. И. Шенфер пишет:

„Нами получена замечательная зависимость.

Она показывает, что крутящий момент асинхронного двигателя прямо пропорционален джоулевым потерям в обмотке ротора (разрядка в подлиннике — В. Т.).

Если нам необходимо повысить крутящий момент двигателя M , то, как показывает формула (76), для этой цели нужно добиться увеличения джоулевых потерь в роторе путем включения в цепь ротора дополнительного омического сопротивления надлежащей величины“.

Вторая половина приведенной цитаты глубоко ошибочна. Во время работы трехфазный индукционный двигатель, как и всякий другой двигатель, должен развивать такой вращающий момент, какой требуется для преодоления имеющегося на его валу тормозящего момента, причем двигатель делает это без всякой помощи со стороны человека, пользующегося его услугами. Правда, это происходит только до тех пор, пока тормозящий момент не превзойдет максимального

вращающего момента данного двигателя, но максимальный вращающий момент трехфазного индукционного двигателя (см. стр. 92 цитированной книги) не зависит от сопротивления r_2 .

Ошибка в рассуждении К. И. Шенфера вызвана тем, что, анализируя формулу (76) — первая половина приведенной цитаты, — он обратил внимание только на числитель формулы, между тем в знаменателе стоит скольжение s , которое зависит от r_2 , т. е. от числителя. Если при данном тормозящем моменте на валу двигателя начать увеличивать r_2 „путем включения в ротор дополнительного омического сопротивления надлежащей величины“, то это, вопреки утверждению К. И. Шенфера, ни в какой мере не скажется на развиваемом двигателем вращающем моменте, а повлечет за собой лишь увеличение скольжения s двигателя. Этим, как известно, пользуются иногда для регулирования скорости вращения трехфазного индукционного двигателя, хотя такое регулирование весьма неэкономично, так как производится за счет увеличения потерь двигателя.

Иную роль играет сопротивление r_2 при пуске трехфазного индукционного двигателя, т. е. при покоящемся двигателе ($s = 1$), но этот вопрос в цитированной книге излагается особо, в следующем параграфе, и вполне правильно.

Пользуясь случаем, обращаю внимание на вторую замеченную мной принципиальную ошибку в упомянутой книге. На стр. 69—70, § 44 сказано:

„Так как ампервитки роторной обмотки AW_2 направлены приблизительно противоположно ампервиткам статорной обмотки AW_1 (как во всяком трансформаторе), то результирующая м. д. с. при этих условиях будет равна геометрической разности $\overline{AW_1} - \overline{AW_2}$ “ (разрядка моя — В. Т.).

В дальнейшем, как в этом параграфе, так и в § 45 и 47, К. И. Шенфер неизменно пишет геометрическую разность первичных и вторичных ампервитков, хотя в промежуточном § 46 говорится вполне правильно:

„Складывая (разрядка моя — В. Т.) по правилу параллелограмма AW_1 и AW_2 , мы получаем результирующий вектор AW_0 , равный намагничивающим ампервиткам“.

В. Толвинский

Ответ проф. В. А. Толвинскому

С замечанием проф. В. А. Толвинского можно было бы согласиться, если бы в конце § 66 моей книги, о которой идет речь, не было сказано:

„Как будет видно ниже, такое возрастание крутящего момента двигателя при увеличении омического сопротивления цепи ротора может происходить до некоторого предела“.

В соответствии с этим замечанием в § 73 и 74 мной дается соотношение между моментом вращения и скольжением s и s_{\max} . Таким образом, вопреки утверждению проф. В. А. Толвинского, мной не оставлен без внимания вопрос о влиянии скольжения на величину крутящего момента.

Что касается вопроса о зависимости между крутящим моментом и джоулевыми потерями в роторе, то мое утверждение справедливо только для неподвижного двигателя, что

я и имел в виду, но, к сожалению, по недосмотру не оговорил этого в тексте.

Поэтому в этой части я вполне согласен с замечаниями проф. В. А. Толвинского.

Что касается ампервитковой диаграммы, то для того, чтобы подчеркнуть размагничивающий характер роторных ампервитков, я в книге говорю о геометрической разности ампервитков статора и ротора, в результате дающей ампервитки намагничивания.

Правильнее, однако, было бы всюду придерживаться однозначности изложения и говорить, например, только о геометрической сумме ампервитков, изменив соответственно знак м. д. с. ротора.

Все эти замечания будут учтены в новом издании книги.

К. Шенфер

21 января 1937 г. умер известный французский электротехник Поль-Андре-Мари Жане. Он был не только ученым, но и крупным организатором электротехнического образования во Франции, а также активным работником международных объединений. Его «Курс общей электротехники» в свое время (1900 г.) приобрел всеобщую известность и был переведен на иностранные языки, в том числе и на русский.

Жане родился 10 января 1863 г. в Париже; отец его был профессором философии в Сорбонне. Годы учения Жане в лицее (1872—1883 гг.) совпали с двумя знаменательными вехами истории современной электротехники.

В 1881 г. в Париже заседал первый Международный электротехнический конгресс и была устроена выставка. Эти события произвели большое впечатление на Жане и по его словам предопределили его дальнейшую судьбу. В 1886 г. Жане оканчивает «Эколь Нормаль» и в 1890 г. получает степень доктора физических наук. С 1886 г. по 1893 г. Жане читает курс лекций по электротехнике в Гренобльском университете; с 1894 г. он — профессор Парижского университета, где вплоть до 1934 г. руководит кафедрой электротехники. В 1919 г. избирается членом Академии наук.

¹ RGE т. XLI, № 17, 1937.

Деятельность Жане охватывает все области электротехники. С 1899 по 1918 г. он занимается улучшением конструкции и производства аккумуляторов для подводных лодок, за что награждается орденом Почетного Легиона. Жане первый показывает наличие вращающегося поля в однофазных преобразователях. Ему же принадлежит метод измерения весьма малых самоиндукций при помощи поющей дуги и новый способ измерения температуры ламп накаливания. Но главной заслугой Жане являются его фундаментальные работы по уточнению электротехнических единиц.

Жане один из инициаторов Международной электротехнической комиссии, почетным президентом которой он избирается в 1935 г. Последние годы Жане принимал деятельное участие в составлении Международного электротехнического словаря.

Жане возглавлял два крупнейших средоточия электротехнической мысли Франции: Высшая электротехническая школа и Центральная электротехническая лаборатория, директорами которых он состоял бессменно до самой своей смерти.

Надо отметить, что Жане был сторонником сближения Франции с СССР.

Г. К. Цвезава

БИБЛИОГРАФИЯ

НОВЫЕ КНИГИ

АЛЬБРАНД Р. Э., инж. Измерение силы тока и напряжения при радиочастотах. Под ред. проф. Н. Н. Циклинского. Л., ОНТИ НКТП, 1936, 70 стр. с иллюстр.

Дан анализ особенностей точных измерений с оценкой погрешностей при работе с высокочастотными токами. Имеется изложение новейших достижений высокочастотной измерительной техники.

БРОКМАН К. Электрохимия органических соединений. Процессы электролитического окисления и восстановления. Перевод с англ. под ред. В. В. Стендера. Л., Химтеорет, 1937, 427 стр. Ц. 8 р. 75 к., перепл. 1 р. 25 к.

В книге собран обширный экспериментальный материал. В изложении каждого раздела автор рассматривает изменения и превращения отдельных групп соединений в зависимости от условий проведения процесса. Во вступительной главе автор рассматривает общие вопросы электрохимических методов работы и общие закономерности, положенные в их основу.

Инструкция по защите генераторов и трансформаторов. М.—Л., Главн. ред. энергетической литературы, 1937, 79 стр. со схемами (Главэнерго НКТП СССР. Типовые инструкции по эксплуатации энергетических систем). Ц. 2 руб.

КАГАНОВ И. Л., доц. Электронные и ионные преобразователи тока. Утверждено ГУУЗ НКТП в качестве учебника для энергетических вузов. М.—Л., Главн. ред. энергетической литературы, 1937, 379 стр. с иллюстр. Ц. 4 р. 50 к., перепл. 1 р. 25 к.

ЛЕБЛЬ О. Заземление, зануление, защита выключателями. С пояснениями к нормам для заземляющих устройств. Перевод с немецк. под ред. инж. А. К. Торо-

пова. Л.—М., Главн. ред. энергетической литературы, 1937, 150 стр. с иллюстр. Ц. 1 р. 75 к.

В первой части книги изложены основные физиологические и технические положения, необходимые для уяснения защитных мероприятий, описание которых дано во второй части. В третьей части приведены нормы для заземлений.

ЛЕБЕДЕВ В. Электричество, магнетизм и электротехника в историческом развитии. Дофарадеевский период. М.—Л., Главн. ред. технико-теоретической литературы, 1937, 176 стр. с иллюстр. Ц. 4 р. 50 к., перепл. 1 руб.

Прослежена история открытий и событий в указанных областях, начиная с Фалеса (640—550 гг. до н. э.) и кончая исследованиями по теории тока в первой половине XIX столетия, т. е. работами Дэви и законом Ома. Приведена летопись открытий, снабженная литературными указаниями для каждой даты.

ОЗЕРНОЙ М. И., доц. Подземное электрооборудование каменноугольных шахт. Изд. 2, перераб. и доп. Харьков—Киев, Гос. научн.-техн. изд-во Украины, 1937, 573 стр. с иллюстр. Ц. 13 р. 50 к., перепл. 80 коп.

Изложены основы теории рудничного электропривода и сведения о рудничной аппаратуре защиты и управления. В ряде глав дано описание электрооборудования для всех процессов рудничного хозяйства.

Турбогенератор ТГ-1-50. Устройство и уход. Практическое руководство. М., Трансжелдориздат, 1937, 32 стр. с иллюстр. (Центральный трест машиностроения НКПС). Ц. 1 руб.

Электрификация районных центров. Под ред. зам. пред. Госплана РСФСР В. Е. Есина. М., Изд. Госплана РСФСР, 1937, 292 стр. с иллюстр. Ц. 5 руб.

FOUST. Исследование грозовых перенапряжений
линиях передач. El. Engng., Январь 1937 г., стр. 101—106

Статья представляет обработку результатов исследования грозовых перенапряжений за 1935 и часть 1936 г. компаний. По данным эксплуатации линий передач можно вывести заключение, что защитные тросы значительно уменьшают число выключений линии для рассматриваемых систем примерно в 20 раз. Исследования также показали, что для предупреждения перекрытий изоляторов очень важно иметь небольшие сопротивления заземления опор. При этом сопротивление заземления можно выбирать, делая произведение сопротивления заземления ожидаемый ток молнии меньшим разрядного напряжения изоляторов. Заземленные противовесы оказываются очень эффективны. Например, на одном участке 111 линии Wallenraupack—Siegfried, несмотря на наличие троса, за 1926—1928 гг. было 29 перекрытий изоляторов, в то время как после установки заземленных проводов, соединяющих основания опор, за 7 последующих лет не было ни одного перекрытия.

Соотношение между потенциалом опоры и перекрытием. На рис. 1 приведены данные о соотношении между потенциалом опоры и перекрытиями изоляторов на 220-kV линии передачи Wallenraupack—Siegfried при токе через опору, превосходящем 30 000 А.

Разрядное напряжение изоляторов на линии составляет 355 kV (при волне 1,5/40) до 1565 kV (при волне 1/500). Из таблицы видно, что во всех случаях, за исключением случая 14, когда произведение $I \times R$ было меньше разрядного напряжения опоры, перекрытий не

Таблица 1

Соотношение между напряжением опоры и перекрытиями на 220-kV линии Wallenraupack—Siegfried

Было ли перекрытия	Сопротивление заземления опоры Ω	Сила тока через опору А	Произведение $I \times R$	Было ли перекрытия
Да	1,4	38 700	54	Нет
„	7	40 000	280	„
„	8	35 000	280	„
„	10	36 000	360	„
„	15	38 000	570	„
„	15	30 000	450	„
„	19	35 000	665	„
Нет	20	42 000	840	„
„	20	49 000	980	„
„	18	30 800	555	„
„	34	51 000	1730	Да
„	45	40 000	1800	„
„	58	36 000	2100	„
„	28	30 000	840	„
„	28	54 000	1510	„

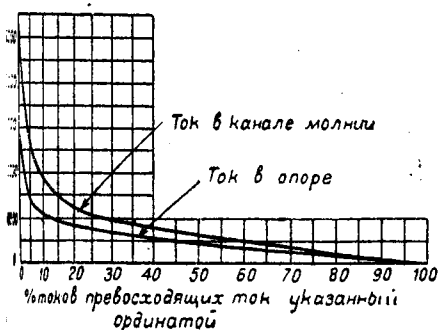


Рис. 1. Сводная кривая измерений токов в канале молнии и через опоры за 1933, 1934 и 1935 гг. на 5-миловых линиях

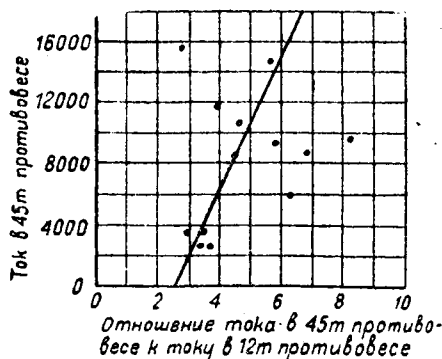


Рис. 2. Соотношение между токами в противовесах длиной 45 и 12 м на линии Glenlyn—Roanoke

Так как измерение в случае 14 происходило только в одной ноге и результат помножен на 4, то возможно, что измеренная сила тока преуменьшена.

На двухцепной 132-kV линии Glenlyn—Roanoke нельзя так определенно выяснить место и время перекрытия изоляторов, как на предыдущей линии. Разрядное напряжение изоляторов линии составляет 820 и 970 kV для волн $+1\frac{1}{2}/40$ и $1/5$ μ sec соответственно.

В 1934 и 1935 гг. было 83 прямых ударов молнии в линию, вызвавших следующие потенциалы опор.

В 1934 г. было 13 перекрытий изоляторов, которые возможно согласовать с 15 случаями появления чрезмерного потенциала на опорах и еще 3 перекрытия, когда потенциал опоры был недостаточен для перекрытия. В 1935 г. было 6 случаев, когда потенциал опоры превосходил разрядное напряжение и произошло 6 перекрытий.

Токи в опорах и канале молнии. На рис. 1 приведена зависимость между величиной тока молнии в канале и через опору и вероятностью его возникновения. Кривая построена по данным 358 измерений за 1933—1935 гг. в 4 системах. Из рис. 1 видно, что хотя сила тока молнии через опору 130 000 А, но только при 1% ударов сила тока превосходит 100 000 А, а в 6% — 50 000 А. Наибольшая сила тока в канале молнии достигла 220 000 А, но только при 6% ударов превосходила 100 000 А. Из 358 ударов молнии 95% были отрицательные.

Противовесы. На 132-kV линии Glenlyn—Roanoke противовесы выполнены из гальванизированной железной полосы сечением $1,6 \times 38$ мм. Два противовеса, каждый длиной 45 м, присоединенные к диагонально противоположным ногам опоры, расположены вдоль линии, а два других длиной 12 м, исходящие из двух стальных ног опоры, — расположены поперек линии. Противовесы зарыты в землю на глубину 0,5 м.

В 1935 г. регистраторы были установлены на длинном противовесе на расстоянии 1,5 м, 24 м, 43,5 м от начала, а на коротком — на расстоянии 1,5 м от начала. На этих установках удалось получить данные по удельному использованию провода противовеса, т. е. по типу, описываемому каждым метром длины.

При этом оказалось, что примерно при 10 000 А, текущих через противовес длиной 45 м, все протяжение противовеса отсасывает одинаково — около 210 А на метр длины.

При больших токах (наибольшая зарегистрированная сила тока через противовес достигла 17 500 А) большее удельное отсасывание тока приходилось на отдаленные от опоры части противовеса, в то время как при меньших токах большее удельное отсасывание тока было в близких к опоре частях противовеса.

Равномерное распределение тока свидетельствует о равномерном распределении потенциала в земле и о нормальных условиях работы заземлителя, в частности о меньших градиентах в земле.

Таким образом 4 радиальных противовеса длиной 45 м отведут в нормальных условиях 40 000 А, что значительно превосходит наиболее часто бывающие токи молнии.

В 13 случаях были в 1935 г. токи одновременно в большом и малом противовесе. Соотношение между зарегистрированными токами приведено на рис. 2. Отношение длин противовесов составляет 3,75. При 5000—6000 ампер в длинном противовесе соотношение отводимых токов

Таблица 2

Соотношение между перекрытиями изоляции и потенциалами опор на линии Glenlyn—Roanoke

Потенциал опоры kV	Число случаев перекрытия	
	в 1934 г.	в 1935 г.
Следы	0	3
от 40 до 200	13	6
„ 201 „ 800	23	17
„ 801 „ 1000	5	0
„ 1001 „ 4200	10	6

соответствует отношению длин противовесов. При больших токах относительно большую часть тока отводит длинный противовес, в то время как при меньших токах более эффективен меньший противовес.

Это опять свидетельствует о том, что отдаленная от опоры часть противовеса отводит относительно больший ток при высоких значениях тока молнии.

Таблица 3

Соотношение между током в опоре и суммарным током через противовесы на 132-kV линии Glenlyn—Roanoke, 1935

№ по порядку	Ток через опору А	Суммарный ток через противовесы А	Отношение тока в опоре к току в противовесах
1	30 300	20 800	1,46
2	7 000	9 400	0,75
3	10 800	20 400	0,53
4	16 700	22 000	0,76
5	22 000	26 200	0,84
6	52 100	48 600	1,07
7	21 500	29 000	0,74
8	9 000	6 500	1,39
9	34 200	35 200	0,98
10	17 000	13 200	1,29
11	20 000	20 800	0,96
Всего в среднем	21 900	23 000	0,95

В табл. 3 показано соотношение между токами в опоре и суммарным током во всех противовесах по данным 1935 г. В среднем ток опоры составляет 95% от токов в противовесах. При сравнении этих токов следует помнить следующие два обстоятельства, действующие противоположным образом.

Во-первых, часть тока опоры ответвляется в землю, помимо противовеса, во-вторых, часть тока опоры, а именно текущая по боковым уголкам опоры, не входит в измеряемое значение тока опоры вследствие отсутствия регистраторов на этих уголках.

Во всех случаях, кроме одного, были измерены отрицательные токи.

Образец полевой записи. На рис. 3 показан образец полевой записи на линии Glenlyn—Roanoke. Кружочками обозначены места установки ферромагнитных регистраторов, буквой N—отсутствие записи, а стрелкой—направление тока согласно общепринятому направлению положительных и отрицательных токов.

На опоре 10 два противовеса подводят к основанию опоры из земли 15 800 А, принимая, что два других противовеса, на которых измерительных приборов нет, подводят такой же ток, получая, что суммарный ток, подводимый противовесом, составляет 31 600 А. Это согласуется с суммарным током, идущим по 4 ногам опоры—28 600 А. Этот ток течет по траверсам в провода нижних фаз и по опоре к верхушке, где соединяется с током силой 12 000 А, притекающим слева по тросу. Оба тока дают вместе 33 000 А в защитном тросе справа от опоры. Так как слева от опоры 9 измерено 12 500 А, текущих к середине пролета, то, вероятно, удар молнии с током 45 500 А в канале произошел в середине пролета между опорами 9 и 10.

Сумма отдельных токов не точно совпадает с измеренным общим током. Это происходит по двум причинам. Во-первых, точность регистрации не превосходит 10%, во-вторых, справа от опоры 9 в тросе зарегистрировано 12 000 А, текущих по направлению к опоре 8, вызванных ударом молнии справа от опоры 8 (так как в ногах опоры 8 токов в пределах чувствительности приборов не зарегистрировано).

Слева от опоры 10 в тросе опоры 11 измерено 10 500 А, составленных из тока в 25 000 А, текущего по тросу слева

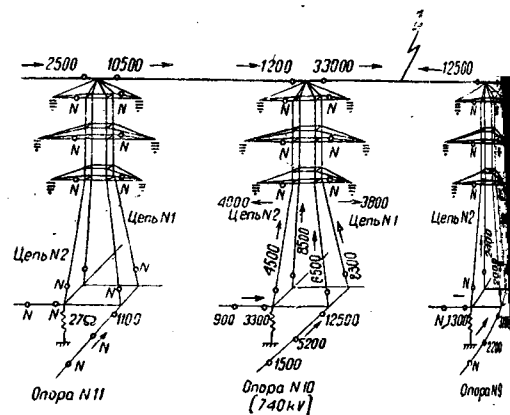


Рис. 3. Полевая запись в июне 1936 г. на линии Glenlyn—Roanoke

и некоторого тока по опоре, меньшего пределов ний регистраторов в ногах опоры.

Были перекрыты изоляторы средней фазы на 8 и 10. Сопротивление заземления опоры 10 было что дает при токе через опору 28 600 А потенциал

На опоре 8 сопротивление заземления составило. Для перекрытия изоляторов нужно было только т. е. 1250 А в каждой ноге опоры,— значение, и нижнего предела измерений¹.

Е. В. Ка

H. V. PUTMAN. Защита распределительных трансформаторов от прямого удара молнии. El. J., февраль, Bellaschi. Лабораторная молния. El. J., июнь 19

К аппарату, который должен защитить распределительный трансформатор от прямого удара молнии, предъявить два основных требования: 1) он должен предупредить опасное повышение напряжения на трансформатора при очень больших крутизнах фронтальной естественной молнии, достигающих 2–3 в микросекунду; 2) в то же время отвести без повреждения в землю токи молнии, достигающие до 100 000 А.

Обоим этим требованиям удовлетворяют деионизаторные разрядники. К защитной схеме следует предъявить еще одно требование: плавкий предохранитель должен быть включен так, чтобы он не входил в схему от молнии, так как плавкие предохранители при импульсных токах, даже меньших, чем указанные. Исследование в лаборатории поведения аппаратов при прямом ударе молнии стало возможным изобретения так называемого генератора лабораторной молнии, описанного Bellaschi.

Этот генератор состоит из двух отдельных генераторов импульсов на очень высокие напряжения и генератора импульсных токов. Каждый из этих генераторов обычно используется отдельно. В генераторе импульсных напряжений, при использовании его в качестве источника генератора лабораторной молнии, шунтируются демпфирующие сопротивления. При этом крутизна волны генератора импульсов на 3000 kV, применяемая для описанных ниже исследований, достигала 4 млн. V в микросекунду.

Для воспроизведения условий прямого удара молнии генератор импульсного напряжения и тока синхронно таким образом, что сначала генератор импульсного напряжения вызывает разряд на испытываемом объекте, а затем по ионизированному пути генератор импульсов посылает большой импульсный ток. Схема генератора лабораторной молнии показана на рис. 1.

В табл. 1 приведены данные по параметрам молнии в испытаниях разных объектов лабораторной молнии с помощью импульсного генератора напряжения на 30 кВ с ударной емкостью 8000 мкФ и генератора импульсов

¹ Судя по токам в нижних траверсах опоры 10, можно ожидать, что там также произошло перекрытие изоляторов, не оставившее следов. Прим. реф.

Таблица 1

Параметры волн лабораторной молнии при испытании разных объектов

Испытуемый объект	Напряжение		Т о к			Время синхронизации в мс		
	kV	kV/μsec	A	период в мс	затухание *	минимум	в среднем	максимум
Стержневой промежуток: 762 mm	1400	3000—4000	55 000	70	0,55	4	7	12
1525 "	2000	3000—4000	40 000	90	0,3	6	7	7
Деревянный столб: 762 mm	1250	3000—4000	61 000	60	0,3	—	3	—
1525 "	1900	3000—4000	31 000	40	**	—	6	—
3050 "	2300	3000—4000	25 000	45	**	—	10	—
Элементная гирлянда подвесных изоляторов (длина 146, диаметр 250 mm)	1400	3000	71 000	65	0,4—0,5	4	—	—
Опорных изоляторов (длина 254, диаметр 250 mm)	1800	3000	40 000	75	0,6	—	7	—
8-kV проходная втулка	1300	2500—3000	80 000	55	0,7	—	2	—
127-mm барьер в масле	600	2000	75 000	75	0,55 и 3	3	3	3,5

* Отношение второй полуволны тока к первой.

** Аперiodическая волна.

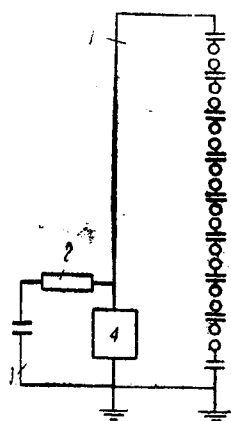


рис. 1. Схема устройства генератора лабораторной молнии:

1 - генератор импульсного напряжения; 2 - плавкая проволока высокого сопротивления; 3 - генератор импульсного тока; 4 - испытуемый объект

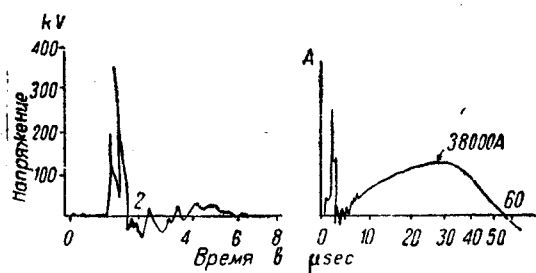


Рис. 2. Осциллограммы при испытании защиты распределительных трансформаторов лабораторной молнией

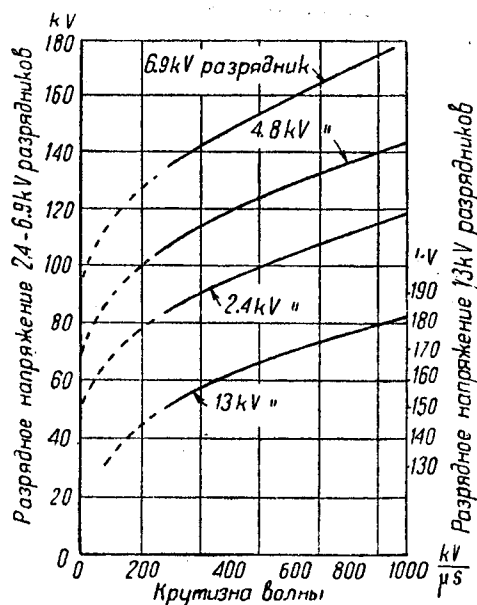


Рис. 4. Разрядные характеристики трубчатых разрядников при крутых волнах

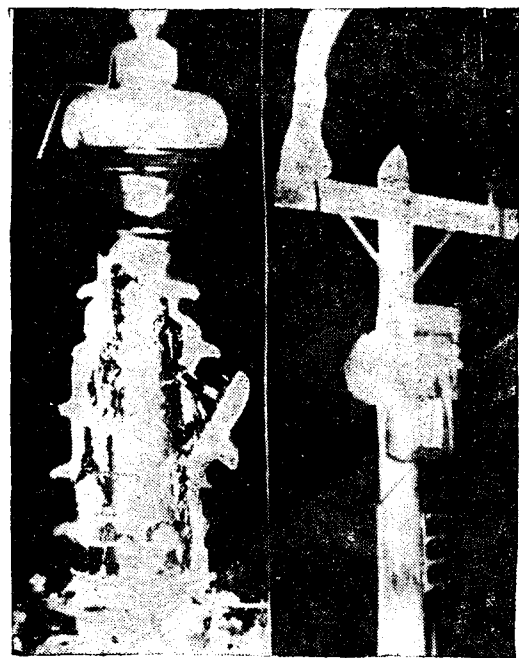


Рис. 3. Фотография втулки, разрушенной несколькими последовательными разрядами лабораторной молнии, и испытания защиты распределительных трансформаторов лабораторной молнией

втулки и момента испытания защиты распределительных трансформаторов показана на рис. 3.

Для исследования вопроса о возможности защиты распределительных трансформаторов трубчатыми разрядниками были проделаны следующие испытания.

Трансформатор на 2400 V был возбужден до нормального напряжения. Положительный импульс был синхронизирован с амплитудой отрицательной полуволны рабочего напряжения и на трансформатор дано 2000 разрядов крутого фронта, причем крутизна фронта результирующего напряжения достигла от 700 до 900 kV/μsec, амплитуда от 90 до 125 kV, а длительность—0,2 мс.

После этого было произведено 12 разрядов лабораторной молнии с силой тока в 40 000 A. На трансформаторе после этого не осталось никаких заметных повреждений, и он выдержал последующее испытание на корпус рабочей частоты согласно нормам AIEE, равно как и нагруженностью—150% в течение нескольких часов.

тока на 150 000 A, имеющего емкость 16 μF, заряжаемую до 100 kV.

На рис. 2 показана осциллограмма работы генератора молнии при испытании защиты трансформатора. Слева дана осциллограмма напряжения на трансформаторе, включая индуктивное падение в снижении (защемляющем проводе), справа осциллограмма тока. Ясно видно, что вслед за кратковременным разрядом генератора импульсов через промежуток времени всего в несколько микросекунд (называемый временем синхронизации) возникает ток от генератора импульсного тока, амплитуда которого достигает в данном случае 38 000 A.

Посредством генератора лабораторной молнии получается разрушительный эффект, сравнимый с эффектом действительной молнии: расщепляются опоры, отбиваются куски фарфора от изоляторов, вырываются большие дыры при пробое твердых диэлектриков, взрываются проходные втулки и т. п.

Фотография взорвавшейся при испытании проходной

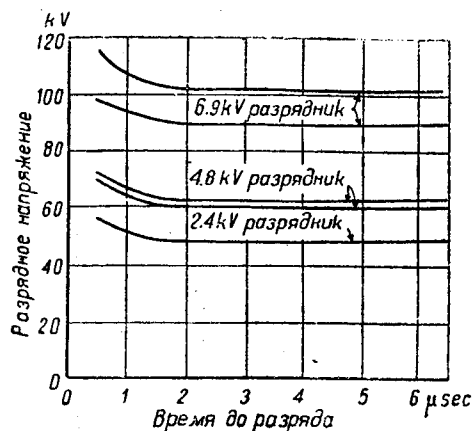


Рис. 5. Разрядные характеристики стандартных трубчатых разрядников¹

Опыт эксплуатации трансформаторов, защищенных деионными разрядниками, оказался весьма благоприятным. В одном случае молния ударила в пролет линии передачи рядом с двумя трансформаторами. Сила удара была такова, что ряд опор расщепило, но оба трансформатора остались неповрежденными и не было перерыва эксплуатации.

Начиная с 1935 г. производятся текущие производственные испытания всех трубчатых разрядников импульсным током в 65 000 А, длительностью 75 мкс (до половины от амплитуды напряжения на хвосте). С тех пор на общее число 100 000 установленных разрядников произошло всего 14 повреждений.

Все это указывает на большую ценность производства испытаний лабораторной молнией.

В заключение представляется интересным рассмотреть импульсные характеристики трубчатых разрядников, примененных для защиты распределительных трансформаторов. Эти характеристики показаны на рис. 4 и 5.

Можно заметить, что при крупных волнах разрядное напряжение сильно повышается, доходя до 114 кВ для разрядника на 2,4 кВ, в то время как при длинной волне его же разрядное напряжение составляет 50 кВ. Пробивное напряжение обмотки 2,4-кВ трансформатора при импульсе, определенное обычным способом, составляет около 90—100 кВ, но при столь коротких волнах, какие бывают при разряде на трубчатом разряднике при прямом ударе молнии, оно, очевидно, значительно выше.

¹ Верхние кривые вероятны для отрицательной полярности, нижние — для положительной. Прим. реф.

Е. В. Калинин

Пираноловые конденсаторы для монтажа на открытом воздухе. GER т. 40, № 3, 1937, стр. 164

Для повышения эффективности распределения корректирующей реактивной мощности по длине фидерных линий фирмой GEC^o разработан новый тип бумажного конденсатора небольшой мощности в отдельных единицах типа ID. Конденсатор изготовлен из целлюлозной бумаги (крафт-целлюлоза), пропитанной пиранолом, и помещен в сварной корпус из холоднокатаной стали. Выводные изоляторы изготовлены из фарфора «мокрым методом» и обеспечивают высокие значения сопротивления изоляции и разрядного напряжения.

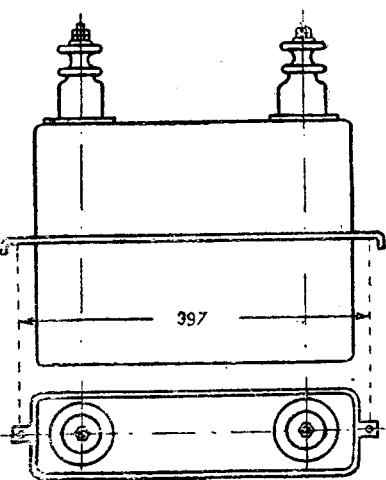


Рис. 1.

Для повышения безопасности обращения с конденсатором внутри последнего вмонтировано разрядное сопротивление. Конденсаторы предназначены для работы на линиях

с напряжением 2300 и 4000 В и изготавливаются мощностью 10 и 15 кВА в единице. Установка конденсаторов производится на открытом воздухе, непосредственно на опорах линии, причем конденсатор может крепиться кронштейне, установленном на столбе, или прямо к опоре. Внешний вид конденсатора представлен на рис.

В. Т. Ред.

Сварка постоянным и переменным током. Mach № 1265, 7/1, 1937, стр. 443—444

При сварке постоянным током электроны, переходящие на положительный электрод, с большой скоростью ударяются о него и сообщают ему температуру около 4000°С, в то время как на отрицательном электроде температура составляет около 3300°С. Температура отрицательного электрода может быть ниже положительного на 500—900°. Возможность контролировать температуру свариваемых объектов имеет большое значение при сварке нержавеющей стали и алюминия, а также и в некоторых других случаях, когда постоянный ток является предпочтительнее переменного. Но первоначальная стоимость сварочного генератора постоянного тока выше, чем трансформатора; кроме того, и стоимость расходуемой электроэнергии в первом случае выше, чем во втором. Для того чтобы можно было удовлетворить любым условиям, сварочный агрегат должен давать и постоянный и переменный ток, смотря по обстоятельствам. Американский агрегат такого типа состоит из трансформатора и выпрямительных трубок, монтированных в цилиндрическом водонепроницаемом кожухе с двух колесах с резиновыми шинами. Агрегат может давать постоянный ток 25—140 А или переменный 0—300 А.

При сварке обмазанными электродами напряжение его составляет от 25 до 30 В.

При большой частоте падения расплавленных канц электрода может образоваться частичное к. з. между свариваемым объектом и электродом, причем напряжение дуги испытывает резкие колебания. Однако нормальный режим восстанавливается очень быстро, а именно через 0,0017—0,002 сек.

А. Г. Галанов

G. A. ALBERT. Измерение диэлектрических потерь параллельно слоям. Journal of Applied Physics № 3, 1937, р. 218—226

Обычно коэффициент мощности и диэлектрический коэффициент твердых плоских изоляционных материалов определяются наложением станиоловых электродов, создающих поле, перпендикулярное слоям диэлектрика, в практике изолирование часто осуществляется так, что переменное электрическое поле проходит параллельно слоям диэлектрика. Между тем направление поля весьма существенно для диэлектрических характеристик материала.

Для измерения коэффициентов — мощности, диэлектрического и диэлектрических потерь параллельно слоям стальной изоляции — автор воспользовался резонансным методом.

Объектами исследования были фенолит (слоистый стальной диэлектрик), пиралин Du-Pont и твердая резина. Образцы нарезались в виде полосок длиной 133,4 мм шириной 6,10 мм при сохранении толщины материала. Полоски вводились в конденсатор с зазором 6,625 мм таким образом, чтобы срезом они покоились на нижней пластине, а до верхней обкладки оставался небольшой слой воздуха.

Измерения производились в схеме, приведенной на рис. 1.

Исследования показали, что коэффициент мощности и сыщенной поверхности может доходить до значений в рядка 0,50, а коэффициент диэлектрических потерь до значений порядка 4,0. В случае поля, параллельного слоям диэлектрика, эти внешние слои с высокими потерями оказывались соединенными в параллель со сравнительно сухими средними частями образца, а это и вело к повышению диэлектрических характеристик всего образца в целом.

В заключение статьи автор предлагает модель такого составного диэлектрика, которая удовлетворяет результатам его измерений и позволяет представить а

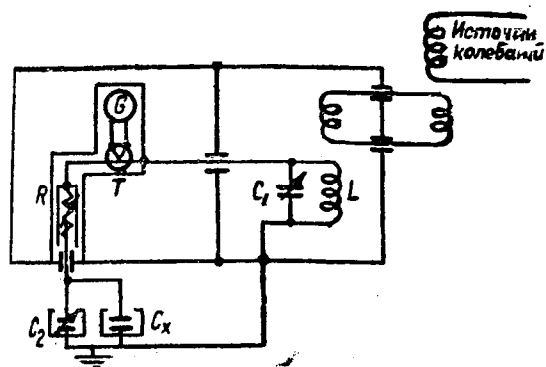


Рис. 1

C_1 — испытуемый конденсатор;
 C_2 — конденсатор для грубой настройки;
 C_x — переменный конденсатор для окончательной настройки в резонансе;
 R — переменное сопротивление;
 G — гальванометр

устройство испытываемого образца и процессов, происходящих при наложении на него в различных направлениях переменного электрического поля.

Г. Б. Стеллих

P. I. HIGGS. Исследование термических стабилизаторов напряжения. Journal of Scientific Instrument, v. 13, № 4, 1936, S. 114—117

Термический метод стабилизации напряжения основан на свойстве металлических сопротивлений изменять свою величину в зависимости от протекающего через них тока (т. е. в зависимости от температуры).

В качестве подобных сопротивлений используются или наполненные водородом лампы с железной нитью (так вываемые баретеры или вариаторы) или обычные лампы накаливания с металлической нитью.

Хиггс провел исследование термических стабилизаторов трех типов, поставив задачей выяснить: точность стабилизации, к. п. д. и инерционность подобных устройств. Работа проводилась применительно к требованиям, предъявляемым накалу электронных ламп, т. е. с учетом необходимости сохранения постоянства величины напряжения накала в пределах $\pm 0,1\%$ при колебании напряжения источника тока на $\pm 20\%$.

Были получены следующие результаты:

1. При использовании баретеров точность стабилизации при колебании напряжения в пределах $\pm 20\%$ составля-

ла $1,5\%$. К. п. д. устройства — 37% . Ступенчатое изменение напряжения вследствие значительной тепловой инерции нити баретера, сопровождается заметным запаздыванием стабилизации.

2. Экспериментирование с «ламповым мостиком»¹ (в одной паре противоположных плеч которого включены лампы накаливания, а в другой манганиновые сопротивления) показало возможность стабилизации тока в диагонали мостика с точностью $\pm 0,1\%$. К. п. д. «лампового мостика» — $3,6\%$. Тепловая инерция мостика незначительна и сколько-нибудь заметно на стабилизации не сказывается.

3. Последовательное соединение баретера и «лампового мостика» дало возможность получить в диагонали мостика (при колебании напряжения источника тока на $\pm 20\%$) стабилизацию порядка $\pm 0,025\%$. К. п. д. подобного устройства составляет $1,35\%$. Влияние тепловой инерции не отмечено.

Проведенная работа подтверждает пригодность «лампового мостика» (особенно в соединении с баретером) для целей прецизионной стабилизации тока и напряжения.

¹ F. G. H. Lewis, Proc. Phys. Soc. 34, 1921/22, S. 117; DRP 413736 от 5/VI 1924 и DRP 421482 от 10/IX 1924; I. Spenser, Instruments Pittsburg, Pa. 6, 1933, S. 93; W. Geyger, Arch. f. Elektrotechn. B. 28, 1934, S. 270.

Я. Б. Мишкин

I. ÖFVERHOLM. Передвижные подстанции шведских государственных железных дорог. Electric Railway Traction № 45, 5 марта 1937, стр. 462—465

Передвижные мотор-генераторные подстанции для преобразования трехфазного тока 50 Hz в однофазный $16\frac{2}{3}$ Hz находят себе за последние годы широкое распространение на шведских железных дорогах. Каждая передвижная подстанция смонтирована на двух железнодорожных вагонах. На пятиосном вагоне смонтирован синхронный мотор-генератор, имеющий по бокам возбuditели (мотора и генератора). Как видно из рис. 1, главные машины совершенно закрыты и лишь по бокам имеются люки для осмотра подшипников и коллекторов возбuditелей. У возбuditеля генератора имеется в цепи возбуждения реостат для регулирования напряжения на стороне $16\frac{2}{3}$ Hz. Вводы как трехфазного, так и однофазного тока помещены на крыше вагона.

На втором двухосном вагоне смонтирован масляный выключатель 6 kV для питания трехфазного мотора, повысительный однофазный трансформатор $3/16,5$ kV, $16\frac{2}{3}$ Hz для повышения напряжения однофазного генератора до напряжения контактной сети.

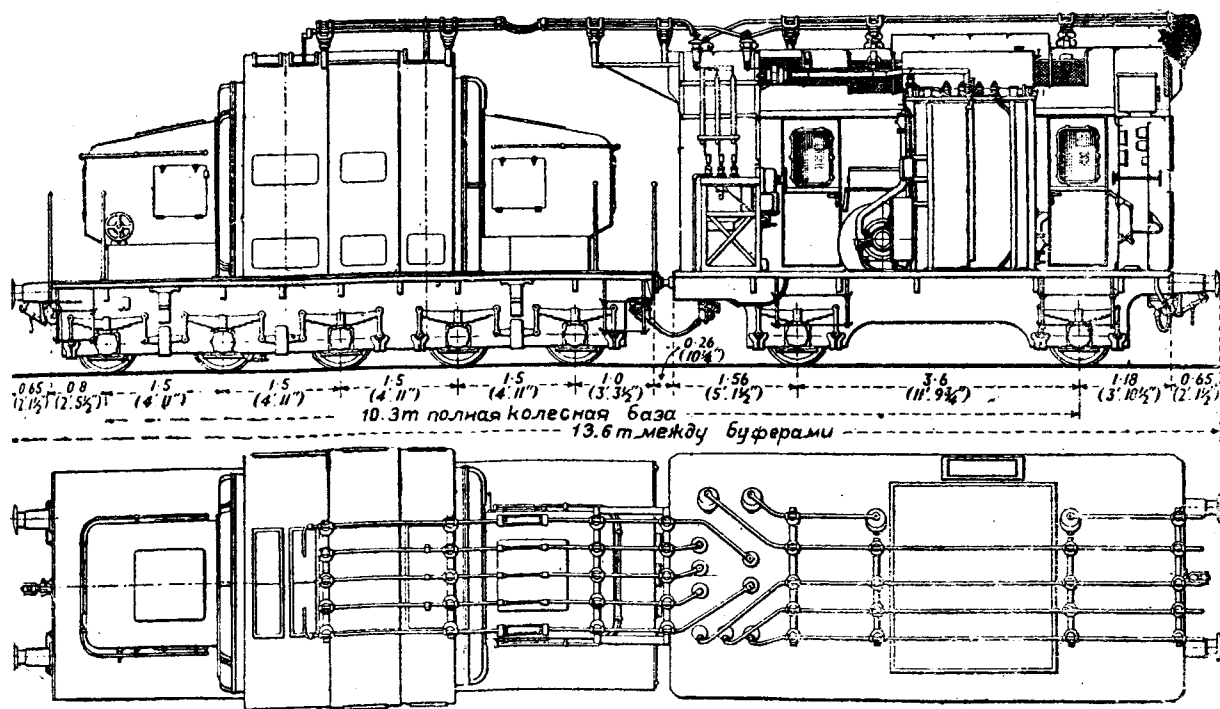


Рис. 1. Боковой вид передвижной подстанции шведских государственных железных дорог

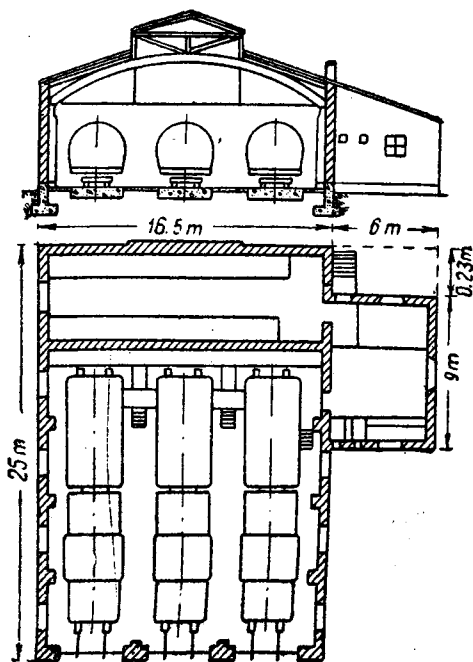


Рис. 2. План и разрез тяговой подстанции без стационарных агрегатов

На этом же вагоне смонтирован и щит управления с необходимым комплектом измерительных приборов. Общая длина такой передвижной подстанции 13,6 м.

Представляя собой фактически резервный агрегат на колесах, передвижная подстанция присоединяется на стационарной подстанции между шинами трехфазного тока 6 кВ и сборными шинами однофазного тока, не резервируя, таким образом, ни главных трансформаторов, понижающих напряжение трехфазных линий передачи до 6 кВ, ни масляных выключателей на отходящих фидерах тягового тока.

Хорошие результаты эксплуатации передвижных подстанций привели к созданию мотор-генераторных подстанций совершенно без стационарных агрегатов, такие подстанции типизированы на шведских государственных железных дорогах в качестве подстанций III типа (рис. 2).

Как видно из рис. 2, площадь пола такой подстанции на 3 передвижных агрегата составляет всего 480 м², что меньше площади такой же по мощности подстанции для стационарных агрегатов (620 м² для подстанций первого типа и 530 для второго). Шведские дороги не предполагают применить для преобразования трехфазного тока 50 Hz в однофазный 16⅔ Hz стационарные мутаторные установки, уже применяющиеся в Германии.

В. А. Соловьев

Новые 1200 л. с. электровозы для железных дорог Южной Африки. Metrovick, март 1937, стр. 370—376

Южноафриканский союз расширяет электрификацию Натальских ж. д., доводя эксплуатационную длину своих путей с 255 до 585 km, а длину одиночных путей с 435 до 960 km. В связи с этим фирмой Метро-Викерс получен заказ на 25 новых 1200 л. с. электровозов.

Первый электрифицированный участок этой дороги от Pietermaritzburg до Glencof был принят в эксплуатацию еще в 1926 г. и обслуживался 95 электровозами. Профиль пути этого участка весьма горист, изобилует наличием крутых подъемов и спусков и крутых кривых с радиусами от 92 до 220 м.

Основным перевозимым грузом является уголь; груженные им составы (от 850 до 1000 t) с мощными паровозами пробегали описываемый участок в 16 ч. 30 м;

электropоезд же с тремя электровозами, управим машинистом с помощником, при нагрузке 1500 t: гает это расстояние в 10 ч. 15 м. Участок под электрoэнергию от электростанции в Colenso; трeная линия передачи 88 000 V, 50 Hz, подает напряжение на шины подстанций (всего 12 п/ст), оборудованных трансформаторами и двумя или тремя моторгенераторными установками. Каждый мотор-генератор состоит из синхронного мотора (500 об/мин), двух 1000-kW, 15 соединенных последовательно генераторов и двух конденсаторов. Подстанции нормально и включаются и выключаются полуавтоматически, без обслуживающего персонала, с ближайшей станции. Значительная экономия достигнута в результате электрификации, особенно счет рекуперации энергии на вышеупомянутом горном участке (возврат энергии в сеть до 25%), и побудило правительство Южной Африки к дальнейшей электрификации дороги и заказу электровозов.

Новые электровозы 1200 л. с. четырехосные с теми же моторами по 300 л. с. на каждой оси с креплением по типу люльчатного подвешивания.

Основные данные электровозов следующие: вес — 65,6 t; давление на ведущую ось — 16,4 t. Количество моторов — 4; часовая мощность их — 300 л. с. Все усилие при полном поле, соответствующее часовой мощности, — 9600 kg; скорость при часовой мощности 33 км/ч; тип электровоза — 0—4+4—0.

По сравнению со старыми электровозами новые ряд улучшений и изменений; в части механической к ним относятся применения шариковых подшипников Тимкена, автоматических упругих приборов типа Hance и пружинных зубчаток для передачи. Вспомогательные машины, как и у старого типа электровозов, состоят из компрессора, эксгаустера и двух мотор-генераторов в 16 и 28 kW. Последние состоят из 3000-V моторов и генераторов постоянного тока и непосредственно соединенного с ними вентилятора, снабжающего духом главные моторы.

В мотор-генераторах прежних электровозов каждый мотор имел по два коллектора, соединенных последовательно (2 × 1500 V); новые же машины имеют лишь один коллектор, что значительно сокращает вес и объем мотор-генератора.

Наибольшие изменения коснулись устройства и расположения электропневматической системы управления контакторами. В новых электровозах высоковольтное напряжение разделено на 3 части, причем в средней части помещены выключатели и контакторное устройство, крайних — главные пусковые и другие сопротивления. Дальнейшие улучшения коснулись системы управления состоящей из нового типа предохранителей и контакторов для 16-kW и 28-kW моторгенераторных установок. Новые 3000-V моторы включаются непосредственно на полное 3000-V напряжение, без употребления пусковых сопротивлений. Пусковые и рекуперативные стабилизирующие сопротивления изготовлены из чугуна, что позволяет сделать более компактное устройство.

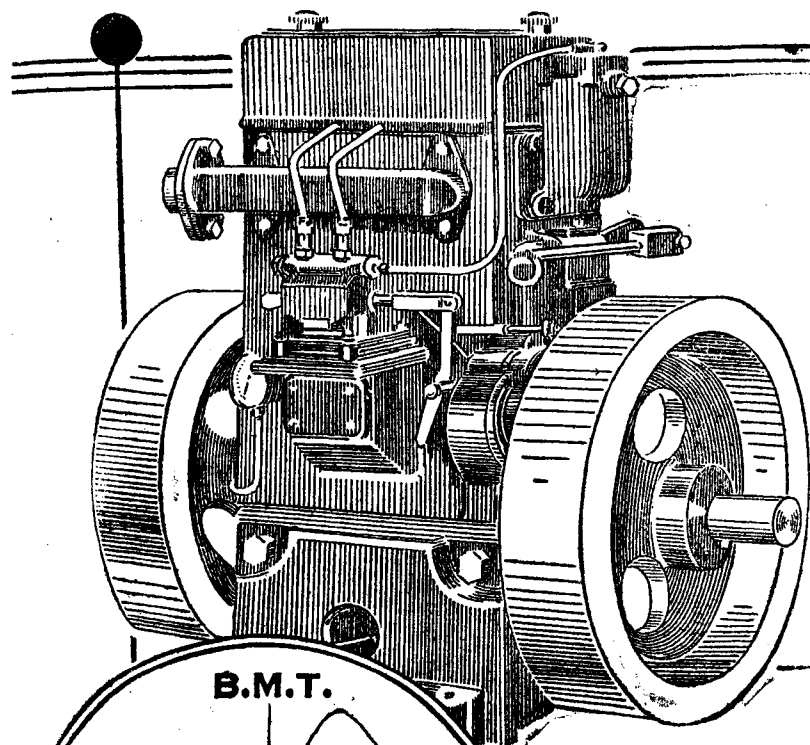
Значительно упрощена установка аппаратуры на крыше (разрядники, реактивная катушка, разъединители).

Пантограф на новом типе электровоза вместо двух контактных полюсов и давления на провод в 12 kg имеет только одну полосу и давление в 7,5 kg, что уменьшает износ контактного провода.

Вес пантографа около 180 kg; улучшенная система управления им допускает поднятие и опускание его без ударов.

М. Д. Трейбак

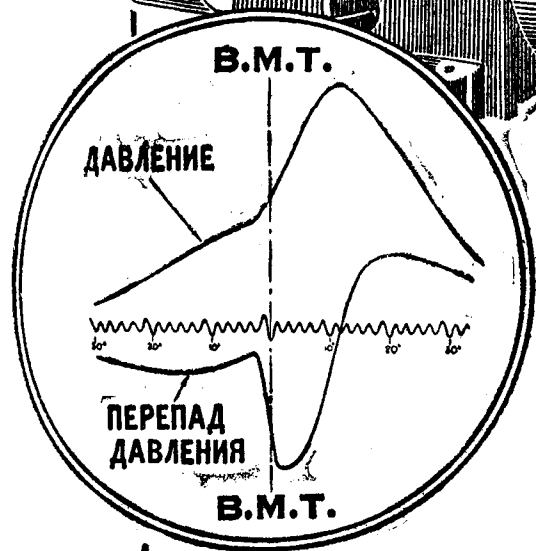
Производите точные измерения



Давление

Механические движения

Положения кривошипа



Индикатор Standard-Sunbury является бесспорно одним из наиболее усовершенствованных приборов для исследования и испытания двигателей внутреннего сгорания и топлива.

На помещенном рядом рисунке показаны примеры диаграмм, которые могут быть отдельно проектированы на экране с помощью катодной трубки. Кроме того, путем непосредственного включения могут быть получены и другие записи, как, например, давление в топливном трубопроводе, подъем впрыскивающего клапана и т. д.

Все эти диаграммы могут быть использованы для точных измерений, как в отношении угла кривошипа, устанавливаемого по градусной шкале, показанной на рисунке, так и — в соответствующих случаях — для определения абсолютного давления или высоты подъема клапана.

Подробные данные сообщаются по первому требованию.

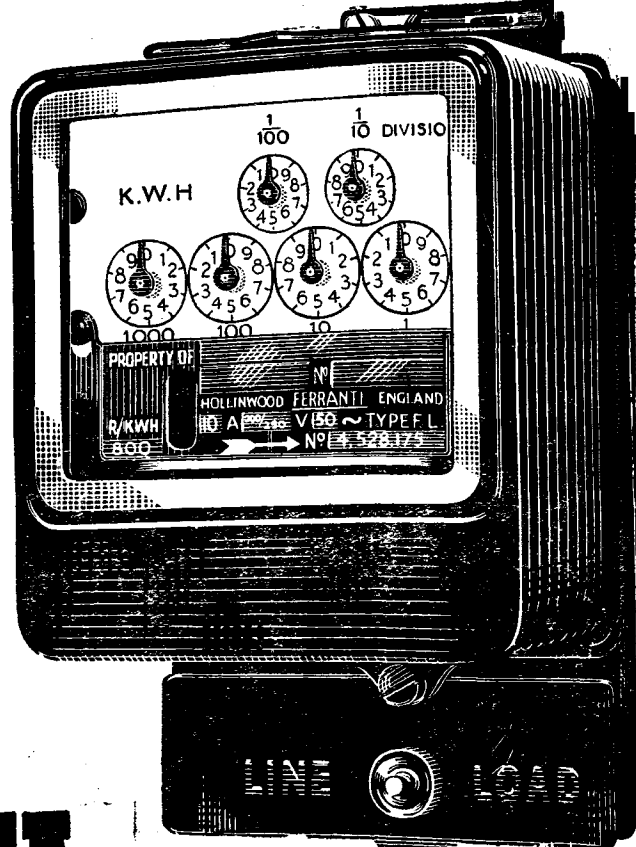
Standard - Sunbury

Индикатор для быстроходных двигателей

Объявление фирмы STANDARD TELEPHONES & CABLES LIMITED, North Woolwich, London, E.16 (Англия)

НЕБОЛЬШИЕ РАЗМЕРЫ МАЛЫЙ ВЕС

Долговечность, исключительная надежность и точность — таковы характерные черты счетчика Ferranti, типа FL. Его красивый внешний вид и солидное выполнение являются результатом работы специалистов, под руководством которых протекают все стадии производства, начиная с выбора материала и кончая отделкой готового фабриката.



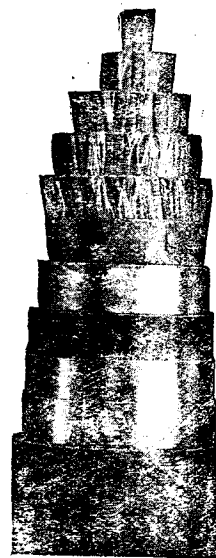
СЧЕТЧИКИ FERRANTI

FERRANTI Ltd., Hollinwood, LANCs - Англия

Все во всем мире пользуются
телефонными кабелями
производства

Ateliers de Constructions Électriques de Charleroi

РЕФЕРЕНЦИИ: 2000 км. международных пюпинизированных кабелей. Тысячи километров городских и междугородних кабелей. Поставки в Британскую Индию, Сиам, Австралию, Египет, Южную Америку, Бразилию, Голландию и Т. Д., и Т. Д.



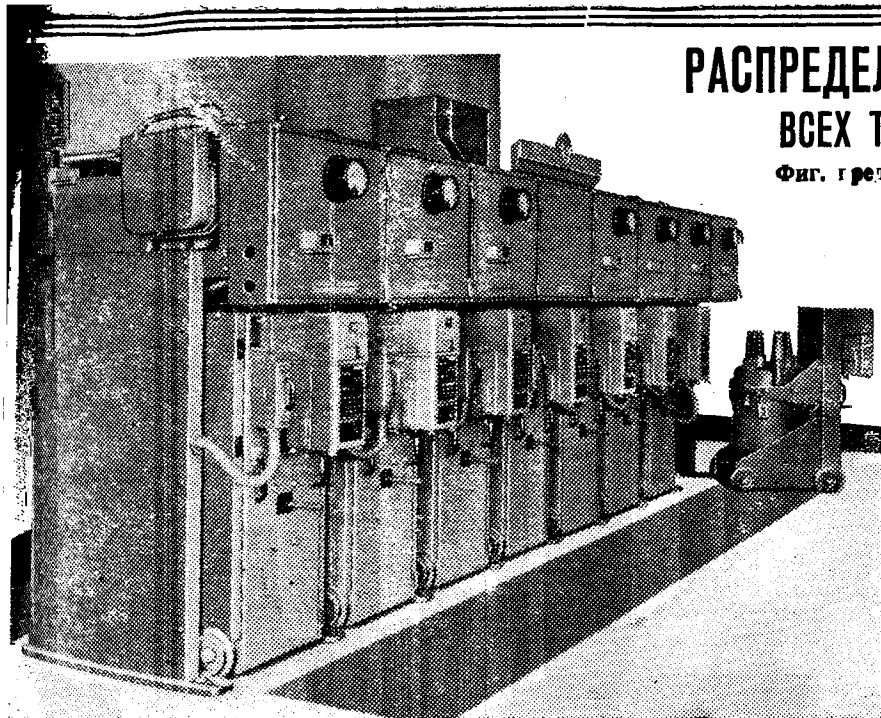
CABLERIE

КАБЕЛЬНЫЙ ЗАВОД



CHARLEROI

ШАРЛЕРУА (Бельгия)



РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ВСЕХ ТИПОВ ДО 220 КВ И 2500 МВА

Фиг. 1 представляет одну из наших специальностей

Установки, построенные по принципу бронирования с вертикальным раз'единением и круглыми масляниками.

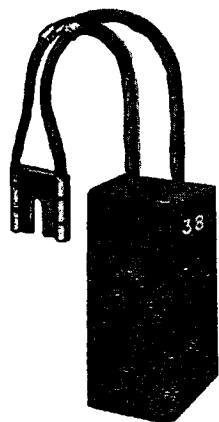
Экономнее чем любой другой тип
высокая разрывная мощность
безопасность
прочность
компактность
не требует особого помещения
легкодоступность
легкий уход
быстрая установка
пыленепроницаемость
легкое расширение

FERGUSON, PAILIN LTD.

MANCHESTER • ENGLAND

Отдельные единицы для моторов и комплектные установки для электр. станций и индустрии.

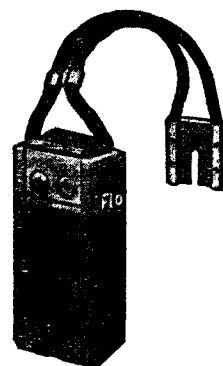
Если Вы еще незнакомы с нашими изделиями, мы вышлем печатный материал по первому требованию.



SCHUNK & EBE GIESSEN (Германия)

Фабрика угольных щеток и щеткодержателей

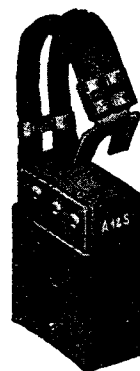
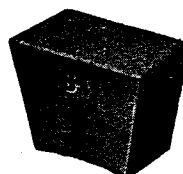
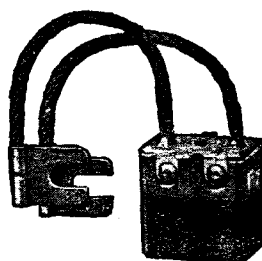
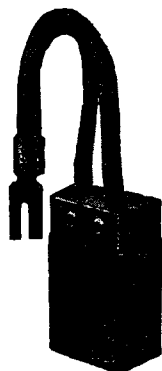
Мы являемся между прочим постоянным поставщиком всех сортов и качеств изображенных в настоящем объявлении угольных щеток для советских промышленных предприятий



Наша фабричная марка



гарантия высокого качества



■ Tachgemässe Beratung
in allen Fragen
der

ausländischen Reklame in der Sowjetunion

bietet unverbindlich:

Generalvertretung des
Staatl. Anzeigenbüros
„Inreklama“, Moskau,
in: Deutschland,
Österreich, Tschecho-
Slowakei, Schweiz,
Schweden, Norwegen
und Dänemark:

Industrie und Handelsreklame

„TORGPROM“ G.M.B.H.

Berlin NW7, Unter den Linden 62



Deutsche Elektrizitäts-Werke
zu Aachen

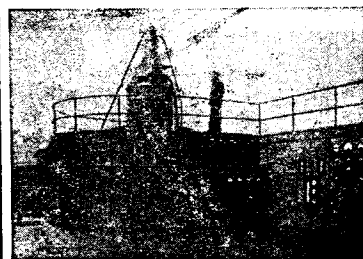
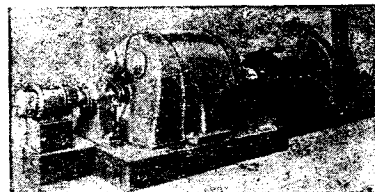
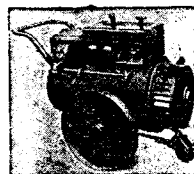
—Garbe, Lahmeyer & Co.—

Aktiengesellschaft

Электрические машины

Трансформаторы

Распределитель-
ные установки



50-летний
производственный
стаж

2792



Цекас

Разные сорта
проволок и лент

**Термо-
биметалл**

для
Термостатов
Выключателей для
сильных токов
Автоматических
регуляторов температуры
и т.д.

из
нихрома
для

сопротивлений

изготавливает из материалов Круппа
фирма

C. KUHBIER & SOHN

DAHLERBRÜCK i. W.

(Германия)

Книгосбыт ОНТИ

ИМЕЮТСЯ В ПРОДАЖЕ:

- Васильев Д.** Электрические машины в схемах синхронной связи. Гл. ред. энерг. лит-ры. 1935. Стр. 400. **Ц. 6 р. 75 к.**
- Гауфффе Г.** Геометрические места в технике сильных токов. Введение в теорию и применение. Перевод с нем. инж. А. А. Сорокина. Под ред. проф. И. А. Черданцева. Гл. ред. энерг. лит-ры. 1935. Стр. 176. **Ц. 2 р. 20 к.**
- Глазунов А. А.,** проф. Расчет механической части воздушных линий сильного тока. Допущено ГУУЗ НКТП в качестве учебного пособия для энергетических втузов. Энергоиздат. 1934. Стр. 232. **Ц. 3 руб.**
- Завод „Электросила“** имени Кирова. Освоение техники и организация труда. Под ред. Э. И. Квиринга. Гл. ред. по энергетике. 1935. Стр. 212. **Ц. в пер. 3 руб.**
- Лившиц М.** Электрические машины. Том III. Расчет и определение размеров. Перевод с нем. Под ред. инж. П. С. Сергеева. Утверждено ГУУЗ НКТП в качестве учебного пособия для энергетических втузов. Гл. ред. энерг. лит-ры. 1936. Стр. 412. **Ц. в пер. 6 р. 25 к.**
- Лившиц М. и Глекнер Г.** Электрические машины. Том II. Конструкция и изоляция. Перевод с нем. Под ред. инж. П. С. Сергеева. Гл. ред. энерг. лит-ры. 1935. Стр. 284 + 7 вкл. **Ц. в пер. 5 р. 25 к.**
- Лопарев С. И.** Электроверетено, его конструкция и работа. Под ред. инж. И. Ю. Линецкого и С. В. Михеева. Энергоиздат. 1934. Стр. 44. **Ц. 25 коп.**
- Рихтер Р.** Введение в электротехнику для электромашиностроителей. Сокр. перевод под ред. инж. Э. Д. Кравчика и Е. М. Синельникова. ГНТИУ. 1934. Стр. 118 + 2 вкл. **Ц. 2 руб.**

Продажа в магазинах и киосках Книгосбыта ОНТИ и КОГИЗ.

Желающие могут получить книгу по почте: Москва, Рыбный пер., 2, помещение 26 „Техника—почтой“.

Ленинград, В. О., 4-я линия, д. 13 „Техника—почтой“.

Киев, ул. Свердлова, д. 2 „Техника—почтой“.

Харьков, спуск Халтурина № 5, „Техника — почтой“.

Книги высылаются наложенным платежом без задатка.